

Det grønne batteriet

En teoretisk analyse av norsk pumpekraftutbygging

Hedda Øisjøfoss



Masteroppgave i samfunnsøkonomi
ved Økonomisk Institutt

UNIVERSITETET I OSLO

14. mai 2012

Det grønne batteriet

En teoretisk analyse av norsk pumpekraftutbygging

© Hedda Øisjøfoss

2012

Det grønne batteriet: En teoretisk analyse av norsk pumpekraftutbygging

Forfatter: Hedda Øisjøfoss

<http://www.duo.uio.no/>

Trykk: Reprosentralen, Universitetet i Oslo

Sammendrag

Som en følge av klimautfordringene, økende etterspørsel etter energi og uttappingen av fossile energikilder, vedtok EU i 2009 det såkalte fornybardirektivet. Hovedmålene er at klimagassutslippene skal reduseres med 20 prosent sammenlignet med 1990-nivå, at 20 prosent av energikonsumet skal komme fra fornybare energikilder og at den primære energibruken skal reduseres med 20 prosent sammenlignet med anslått nivå. Det er satt spesifikke mål for hvert medlemsland med tidsfrist 2020. Fornybardirektivet ga startskuddet for en storstilt utbygging av vind- og solkraft i Europa. Produksjonen ved disse kraftverkene er avhengig av tilgjengeligheten på vind og sol og kan derfor ikke reguleres. Når elektrisiteten først er produsert, kan den ikke lagres til bruk i senere perioder. Utfordringen oppstår fordi vind og sol sjelden er korrelert med etterspørselen. Derfor vil man få perioder med tilbudsoverskudd og perioder der produksjonen ikke rekker for å møte etterspørselen. I tillegg er det begrenset hvor fleksibel etterspørselen kan gjøres, selv om det iverksettes konkrete tiltak. I dag er det mindre fleksible termiske kraftverk som i hovedsak kompenserer for bortfall av for eksempel vindkraft, men på lengre sikt skal disse fases ut. Etter hvert som ikke-regulerbare energikilder utgjør en stadig større andel av elektrisitetsforbruket, vil etterspørselen etter lagringsmuligheter øke for å forhindre at prisene kollapser og at vind blåser uutnyttet forbi møllene.

Av flere lagringsteknologier er pumpekraft den ledende fordi utslippene er neglisjerbare, den har lavest kostnad og har vært utprøvd allerede i flere år. Et pumpekraftverk fungerer på mange måter som et tradisjonelt vannkraftverk, men det har også mulighet til å pumpe vann fra et lavereliggende magasin opp til et høyere slik at det samme vannet kan benyttes til produksjon flere ganger. Et pumpekraftverk er nettokonsumert av elektrisitet og er derfor avhengig av å pumpe når prisen er lav og produsere når prisen er høy, samtidig som prisforskjellen må være av en viss størrelse. Per i dag er ikke prisvolatiliteten stor nok i Norge, men med høyere andel ikke-regulerbar kraft og flere forbindelser til utlandet, kan den bli det i fremtiden. Fordi visse geografiske forutsetninger kreves, ser spesielt Tyskland til vannkraftnasjonen Norge for et mulig samarbeid.

Ved å benytte en to-periodemodell for et vannkraftsystem¹, analyseres effektene av større overføringskapasitet til utlandet, mer volatile priser og pumpekraftverk. Prisene på det

¹ (Førsund, 2007)

utenlandske markedet antas å være eksogent gitt. Med liten kapasitet på kablene vil flaskehalser oppstå slik at innvirkningen på prisene her hjemme er begrenset. Prispåvirkningen fra det utenlandske markedet øker med kapasiteten på overføringsforbindelsene. Er magasinkapasiteten stor nok slik at alt vannet kan lagres til en høyprisperiode, vil det ikke produseres noe i perioden der prisen er lavere enn vannverdien. Her er det forutsatt at det ikke er noen begrensninger i overføringskapasiteten. All etterspørsel tilfredsstilles dermed av importert kraft. Produksjonsøkningen som følger i neste periode eksporteres til utlandet. Dersom prisforskjellene gitt fra utlandet er store nok, vil det være optimalt å pumpe i lavprisperioden. Etterspørselen vil øke tilsvarende maksimal pumpekapasitet. Mer vann lagres til høyprisperioden slik at eksporten økes ytterligere. Antagelsen om eksogent gitt utenlandspris gjør at vi ikke får noen priseffekt ved innføring av pumpekraft.

Den store tilgangen på fleksibel vannkraft i det nordiske markedet gjør at prisforskjellene her trolig ikke vil bli store nok, selv om vindkraftkapasiteten øker. Derimot er Norge omgitt av markeder uten tilgang på tilsvarende fleksibel kapasitet, og som samtidig er i ferd med å gjøre seg mer avhengig av ikke-regulerbare kilder til elektrisitetsproduksjon. Med mindre andre lagringsteknologier eller høyere etterspørselsfleksibilitet kan motvirke svingningene, vil prisvolatiliteten i disse landene trolig gjøre pumpekraftverk lønnsomme. Avhengig av hvorvidt vi vil få overføringsforbindelser til disse landene med tilstrekkelig kapasitet, kan prisforskjellene bli store nok også her.

Usikkerhet knyttet til i hvilken grad utenlandske priser vil få en effekt her hjemme, er trolig hovedårsaken til at potensielle pumpekraftutbyggere ønsker å avvende situasjonen. Å bygge et pumpekraftverk er en enorm kapitalinvestering med store irreversible kostnader og lang levetid. Å forutse hvordan prisbildet vil se ut om 30 år er svært vanskelig. Større andel fornybare energikilder med lave marginalkostnader peker i retning av lavere strømpris. Enkelte frykter også at dette blir resultatet om det går mot et kraftoverskudd i Norden. Lave priser gir lavere inntjening til kraftverkene. Incentivene til investering styrkes heller ikke av at pumpekraftverk ikke kvalifiserer til elsertifikater. Investeringsbeslutningen må derfor gjøres på grunnlag av forventninger om fremtiden og per i dag tyder ikke bunken av konsesjonssøknader hos NVE på at aktørenes forventninger til lønnsomme pumpekraftverk er store nok.

Forord

Oppgaven er skrevet som et ledd i det femårige masterprogrammet samfunnsøkonomisk analyse ved Økonomisk Institutt ved Universitetet i Oslo.

Først og fremst ønsker jeg å takke min veileder Finn Førsum som åpnet øynene mine for den fantastisk spennende energiverdenen og introduserte meg for pumpekraft. Takk for konstruktive tilbakemeldinger og hjelp i forbindelse med modellen. Videre ønsker jeg også å takke Harald Endresen for at han stilte opp når behovet for å diskutere effektene av pumpekraftverk i en to-periodemodell for et vannkraftsystem ble akutt. I en tidlig fase av arbeidet ga Halvor K. Halvorsen hos E-CO Energi meg et interessant innblikk i produsentenes syn på utsiktene til det norske batteriet. Takk til mamma og pappa for korrekturlesing, oppmuntring og tålmodighet under hele prosessen. Til alle mine kjære medstudenter i fjerde etasje: Uten dere hadde ikke dette semesteret gått like smertefritt som det tross alt har gjort.

Jeg står alene ansvarlig for eventuelle feil og mangler i oppgaven.

Hedda Øisjøfoss

Oslo, 2. mai 2012

Innholdsfortegnelse

1	Innledning.....	1
2	Bakgrunn	3
2.1	EU og fornybardirektivet	3
2.2	Behov for fleksibel kraft.....	6
2.2.1	Pumpekraft	10
2.2.2	Norges rolle	11
3	Konsekvenser av utenlandsforbindelser og storstilt pumpekraftutbygging	13
3.1	Modellen	13
3.1.1	Handel	17
3.1.2	2020: Økt overføringskapasitet til utlandet.....	20
3.1.3	2050: Hundre prosent fornybarandel i Tyskland.....	21
3.1.4	Pumpekraft	23
3.1.5	Modellbegrensninger og mulige utvidelser	29
4	Norge som Europas grønne batteri?	32
4.1	Driftsbeslutningen	32
4.1.1	Prisvolatilitet fra ikke-regulerbar kraft.....	32
4.1.2	Motvirkede effekter	37
4.2	Investeringsbeslutningen	39
4.2.1	Kraftprisutvikling	40
4.2.2	Politiske virkemidler	45
5	Konklusjon	47
	Litteraturliste	49

1 Innledning

Som en følge av EUs fornybardirektiv vil Europa i årene som kommer se store utbygginger innen fornybar kraft, med sol og vind som de viktigste kildene. Disse kraftverkene kan i liten grad reguleres og produksjonen må skje når vinden blåser eller når solen skinner enten etterspørselen er høy eller lav. Produsert strøm ikke kan lagres i perioder med lav etterspørsel. For å utnytte de ikke-regulerbare energikildene maksimalt, er europeiske land på jakt etter lagringskapasitet og tilgang på fleksibel kraft. I flere sammenhenger nevnes de norske vannmagasinene som en mulig løsning. Nye overføringskabler mellom Norge og flere av de kommende vindkraftnasjonene er under planlegging og en realisering av disse planene kan føre til at den norske kraftprisen i fremtiden vil bli mer påvirket av forholdene på kontinentet. Med høyere andel ikke-regulerbar kraft vil vi se større variasjoner i prisene ute og dette kan gjøre pumpekraft lønnsomt. Med en virkningsgrad på 75-80 prosent er et pumpekraftverk nettokonsumert av strøm, men mer volatile priser kan gjøre slike investeringer lønnsomme. Billig overskuddskraft fra vindkraftproduksjon kan da benyttes til å pumpe vann opp i magasinet for lagring til høyprisperioder med etterspørselsoverskudd. Vi vil på denne måten få en bedre utnyttelse av den norske vannkraften.

Ved å benytte en teoretisk modell for et vannkraftsystem viser denne oppgaven hva større overføringskapasitet til utlandet og mer volatile priser hos handelspartnerne kan ha å si for norske kraftpriser. Videre utvides modellen til også å inkludere pumpekraft. Et pumpekraftverk vil gi en etterspørselsøkning når det pumpes og en økning i magasinert vann i påfølgende perioder. I elementær samfunnsøkonomi vil økt etterspørsel i én periode gi høyere priser, mens større tilbud vil sende prisene motsatt vei. Modellen illustrerer hvilke effekter vi kan forvente av en storstilt pumpekraftutbygging i et vannkraftsystem med utenlandshandel. Med utgangspunkt i planene til nettselskapene og andre innenlandske og utenlandske aktører diskuteres også utsiktene til en løsning der Norge kan fungere som et grønt batteri for Europa.

Kapittel 2 gir en oppsummering av bakgrunnen for EUs fornybardirektiv og hvilke konsekvenser det har for det europeiske kraftsystemet. Videre beskrives utviklingen i den fornybare kraftsektoren, hvilke utfordringer dette medfører og hvorfor norsk pumpekraft kan spille en viktig rolle for å møte disse. I kapittel 3 presenteres vannkraftmodellen. Denne benyttes til å illustrere hvilke effekter vi vil kunne se i Norge av trenden i det europeiske kraftsystemet, herunder økt overføringskapasitet til utlandet, større prisforskjeller og

pumpekraftutbygging. Kapittel 4 diskuterer utsiktene til norsk pumpekraftutbygging basert på observerte og planlagte tiltak. Kapitlet er todelt der første avsnitt tar for seg forventninger til fremtidig prisvolatilitet, altså driftsspørsmålet. I det andre avsnittet diskuteres utfordringene aktørene står overfor når det gjelder selve investeringen.

2 Bakgrunn

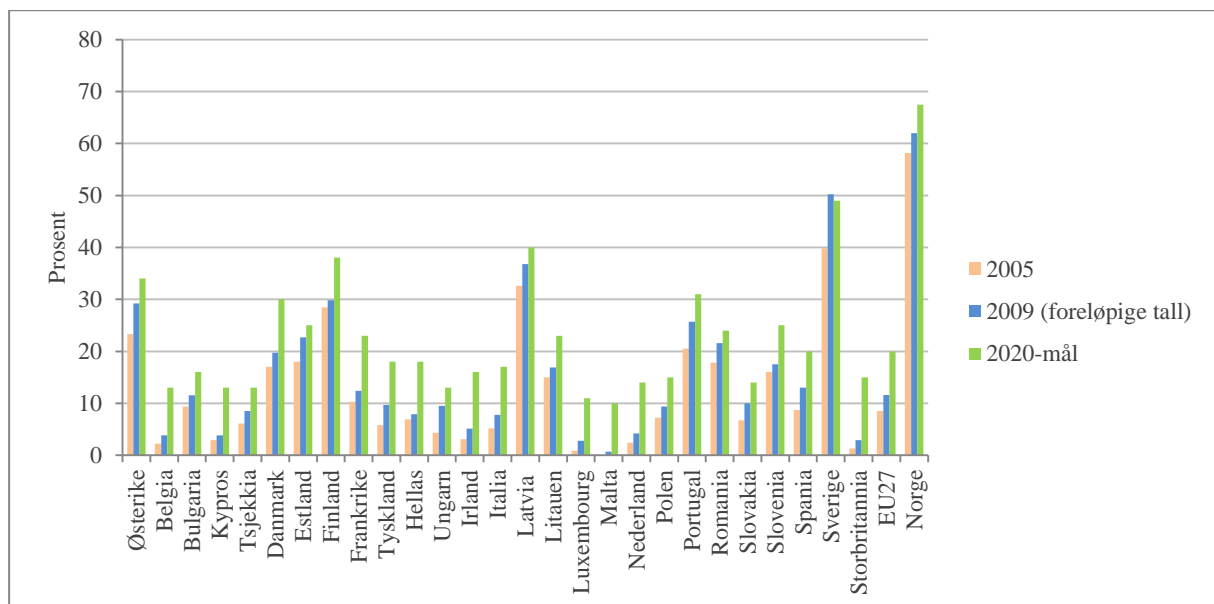
2.1 EU og fornybardirektivet

På 1980-tallet startet debatten rundt faren for menneskeskapte klimaendringer for alvor. I 1988 opprettet FNs miljøprogram og Verdens meteorologiorganisasjon FNs klimapanel, Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Mandatet besto i å utarbeide en rapport om alle aspekter rundt klimaendringer og konsekvensene av disse. Formålet var å komme opp med realistiske reaksjonsstrategier. Klimapanelets andre rapport var en viktig årsak til utarbeidelsen av Kyotoprotokollen i 1997, som forpliktet 37 industriland til å redusere sine utslipp med gjennomsnittlig fem prosent i perioden 2008-2012 sammenlignet med 1990-nivåer, (UNFCCC). I panelets tredje rapport fra 2001 fikk verdens politiske ledere bekreftet at betydelige kutt i globale klimagassutslipp var nødvendig for å nå internasjonale mål. Men, det var rapport nummer fire som i 2007 kom med de hittil mest nedslående resultatene. Den påviste utvetydige klimaendringer, med fatale konsekvenser dersom tiltak ikke ble iverksatt innen få år (IPCC, 2010). Dette fikk politikere til å gå lenger i sine løfter om handling. Det arbeides nå for å få på plass en avtale som kan avløse Kyotoprotokollen. Her er Norge en sterk pådriver for at en temperaturstigning på maksimum 2 grader skal være et overordnet mål.

En forventet befolkningsøkning på 1,7 milliarder og en årlig økonomisk vekst på 3,5 prosent betyr at verden vil etterspørre en tredjedel mer energi i 2035, sammenlignet med 2010. Dette fremgår av World Energy Outlook 2011 som ble lagt frem av Det Internasjonale Energibyrået (IEA) i november (IEA, 2011). Rapporten påpeker at dersom verden fortsetter langs dagens politiske kurs (scenario 1), vil det gi en temperaturøkning på 6 grader innen 2035. Legges nye fastsatte mål og planlagte tiltak til grunn (scenario 2), reduseres denne effekten til 3,5 grader. Konklusjonen er at ytterligere tiltak må iverksettes om togradersmålet skal nås. Transportsektoren i fremvoksende økonomier står for en stor del av etterspørselsøkningen. Før det kommer forbedringer i alternative drivstoff, vil dette etterspørselspresset rettes mot olje, med en betydelig høyere oljepris som følge. Videre konkluderer rapporten med at etterspørselen etter gass vil dobles under begge scenarier. Kull har stått for halvparten av verdens etterspørselsøkning siden år 2000. Forbruket vil øke med ytterligere 65 prosent innen

2035 dersom dagens politiske mål opprettholdes. Karbonhåndtering er avgjørende for å redusere utslippene fra både kull og gass i fremtiden.

Tallene i World Energy Outlook 2011 er nye, men viser den samme trenden som vi har sett i flere år. Inntektene øker, befolkningen vokser og temperaturen stiger. Et viktig tiltak for å møte denne utviklingen kom i 2009 da EU vedtok det såkalte fornybardirektivet² som blant annet innebærer at minst 20 prosent av unionens endelige energiforbruk skal komme fra fornybare kilder. Hvert medlemsland er forpliktet til å nå hvert sitt nasjonale mål som til sammen skal bidra til å øke EUs fornybarandel fra 8,5 prosent i 2005 til 20 prosent innen 2020 (European Parliament and the Council of the EU, 2009). Direktivets definisjon av fornybare energikilder omfatter solenergi, vannkraft, vindkraft, bioenergi, bølgekraft, biomasse, tidevannsenergi, saltkraft og geotermisk energi.



Figur 1 Fornybarandel av brutto energiforbruk (Kilde: Eurostat og Statistisk sentralbyrå³)

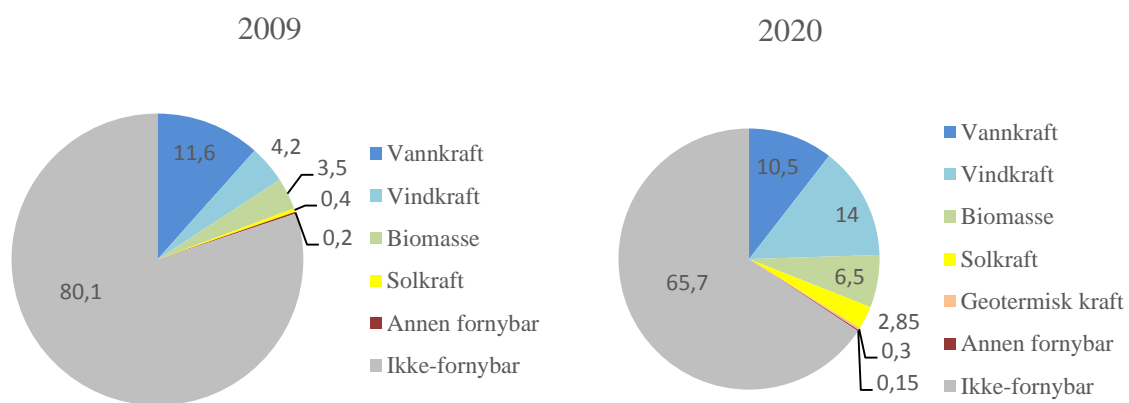
Hvert medlemsland er forpliktet til en lik økning i fornybarandelen, vektet for BNP og modulert for landets utgangspunkt. Tidligere innsats på området og potensial til ytterligere økning er også hensyntatt. Figur 1 viser målene for hvert medlemsland. For EU totalt var fornybarandelen i 2008 på 10,23 prosent. Sverige har allerede passert sitt mål, mens mange land har fremdeles langt igjen. Med unntak av Italia og Luxembourg, er det likevel forventet at alle medlemslandene kommer til å nå sine nasjonale mål innen 2020. Estimerer viser

² DIRECTIVE 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC

³ Eurostat: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>, SSB: <http://ssb.no>

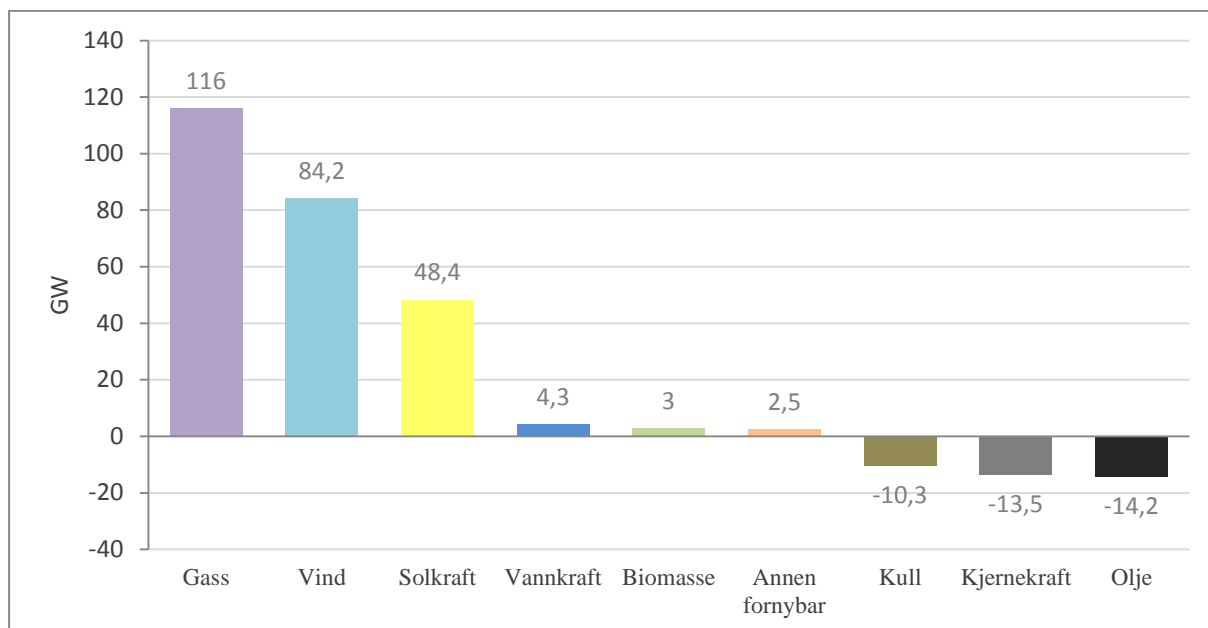
faktisk at hele 16 land vil overgå de pålagte målene. Blant disse finner vi Danmark, Frankrike, Tyskland, Nederland og Spania (EREC, 2011). Fornybardirektivet omfatter også Norge etter at det ble innlemmet i EØS-avtalen 19. desember 2011. Vårt mål er å nå en fornybarandel på 67,5 prosent innen 2020, noe som på grunn av vår allerede høye andel, er det klart høyeste i Europa (OED, 2011a).

Direktivet påla alle medlemsland å utarbeide en nasjonal handlingsplan innen 30. juni 2011 (National Renewable Energy Action Plan) for hvordan de skal nå sine respektive mål innen tre sektorer: Elektrisitet, oppvarming/kjøling og transport (EREC, 2011). Av de nasjonale handlingsplanene kommer det frem at andelen fornybare energikilder i elektrisitetsforbruket forventes å øke til 34,3 prosent i 2020 sammenlignet med 19,9 prosent i 2009. Figur 2 viser fordelingen mellom de forskjellige fornybare energikildene.



Figur 2 Energimiks i elektrisitetsforbruket i EU27 (Kilde: (EREC, 2011))

Figuren viser at vindkraft vil være den klart største fornybare energikilden i EUs elektrisitetsforbruk i 2020. Basert på 27 medlemslands respektive estimater vil vindkraft utgjøre 14 prosent av konsumet. Bransjens egne estimater er enda høyere, og det kan tolkes som at EUs mål ikke er ambisiøse nok. Kumulativ vindkraftkapasitet økte fra 4,8 GW i 1997 til mer enn 84 GW i 2010. Økningen viser at vindkraft er et satsningsområde for medlemslandene. Figur 3 viser netto ny installert kapasitet til elektrisitetsproduksjon i EU mellom 2000 og 2011.



Figur 3 Netto installert kapasitet i EU 2000-2011 (Kilde: EWEA, 2012)

I 2011 fikk vi en plutselig nedgang i tysk kjernekraftproduksjon da landets myndigheter etter Fukushima-ulykken i Japan besluttet å stenge sine syv eldste atomkraftverk med umiddelbar virkning. Innen olje og kull har vi også sett en nedgang de siste ti årene. Vannkraft har hatt en nettoøkning på 4,3 prosent siden 2000. Den lille endringen, relativt til andre fornybare energikilder, skyldes at mye av potensialet allerede er utnyttet. Likevel er det fremdeles et uutnyttet potensiale for små vannkraftverk i enkelte land. Gass står for den største nettoøkningen, mens vindkraft er på topp blant de fornybare energikildene med 84,2 GW ny installert kapasitet. I 2000 sto Danmark, Tyskland og Spania for 85 prosent av EU- landenes nye installasjoner. I dag er denne andelen lavere, og vi ser vindkraftutbygginger over hele Europa.

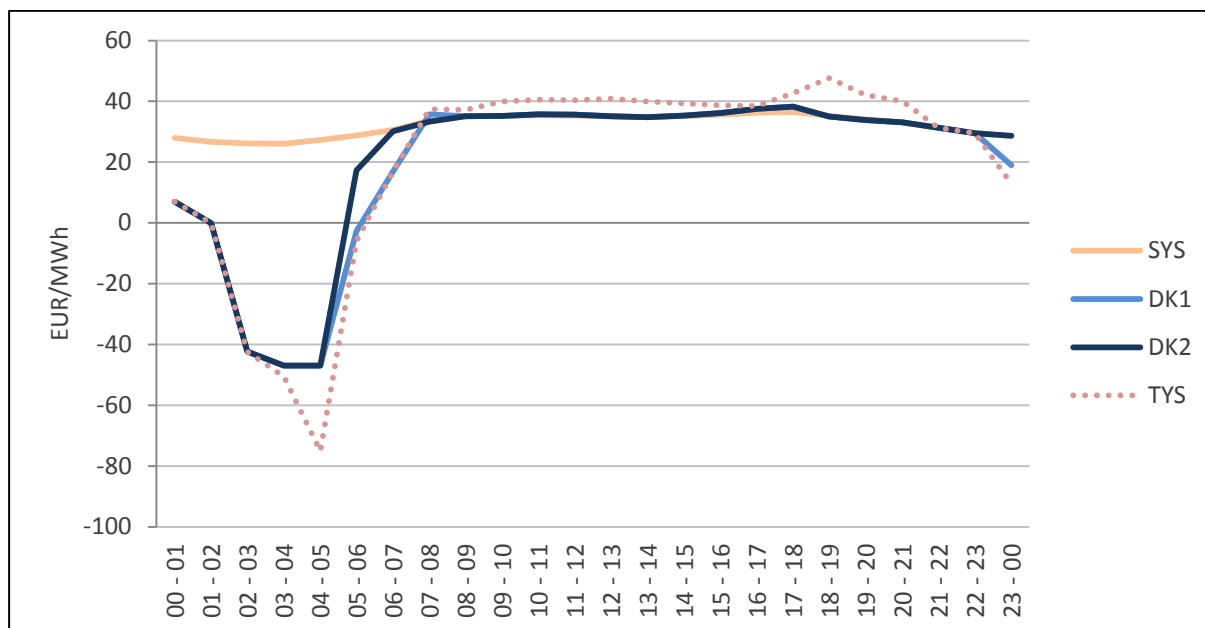
2.2 Behov for fleksibel kraft

Storstilt utbygging av fornybar energi skaper utfordringer. Som allerede vist, ligger det an til at sol- og vindkraft til sammen vil dekke opp mot 17 prosent av EUs elektrisitetskonsum i 2020. Dette er ikke-regulerbare energikilder som bare kan produsere i perioder med vind og sol, og når strømmen er produsert, kan den ikke lagres. Produksjonen er med andre ord helt væravhengig og dermed preget av usikkerhet. Denne usikkerheten er i seg selv kanskje den største utfordringen etter hvert som fornybarandelen øker. Nyere prognosemetoder gir økt forutsigbarhet, men den er fortsatt for lav. Mye vind i lavlastperioder og vindstille

topplastperioder skaper ubalanse mellom tilbud og etterspørsel. For å ivareta forsyningssikkerheten og en effektiv utnyttelse av ressursene er Europa avhengig av å øke fleksibiliteten i kraftsystemet etter hvert som disse variable, ikke-regulerbare kraftverkene vil stå for en stadig større del av elektrisitetsproduksjonen. I EU vurderes en rekke tiltak, og vi vil trolig se forskjellige kombinasjoner av disse ut ifra de forskjellige landenes forutsetninger.

Kontrollsystemer tilknyttet de enkelte vindparkene kan redusere variasjonen dersom det er nødvendig for å sikre nettet. Kostnaden er tapt produksjon, og er dermed ikke et spesielt effektivt virkemiddel dersom det finnes andre muligheter. Mange av de viktigste tiltakene må det tas hensyn til allerede tidlig i planleggingsfasen. Produksjonsvariasjonen avtar med avstanden mellom de forskjellige vindkraftverkene i et kraftsystem da vindstyrken sjelden er den samme over et større område. Ved å spre vindparkene reduseres variasjonen i aggregert vindkraftproduksjon og tilbudet stabiliseres. Diversifisert tilgang på fornybare energikilder vil også forenkle integreringen av variabel kraft. Studier viser at Europa bør legge til rette for en kombinasjon av forskjellige fornybare ressurser spredt over et større geografisk område for å minske variasjonen og usikkerheten i kraftsystemet (IPCC, 2012). Isolert sett er selvfølgelig ikke denne strategien nok i seg selv. Se for deg en by lokalisert nær en vindpark vest i et land. Er det vindstille i denne byen, hjelper det innbyggerne lite om det blåser stiv kuling i en vindpark lenger nord i landet, eller om solkraftanlegget i sør produserer for fullt. På samme måte vil ingen ha nytte av et kraftanlegg i et ubebodd område selv om værforholdene der ligger til rette for relativt stabilt høy produksjon. Det vil si, så lenge det ikke er bygget ut overføringsforbindelser på kryss og tvers av landet. Opprustning og utvidelse av innenlandske og internasjonale overføringsforbindelser er en forutsetning for at denne strategien skal få en effekt.

Det nordiske kraftsystemet har allerede en høy fornybarandel og erfaringene fra Danmark kan benyttes til å evaluere effekten av stabiliserende tiltak. Med 3,4 GW installert kapasitet i 2009, var landets vindkraftandel høyest i verden (IPCC, 2012). En topplastetterspørsel for hele landet på 6,5 GW har resultert i perioder med overskuddstilbud. Fordi Danmark er integrert i et velfungerende elektrisitetsmarked med gode overføringsforbindelser og en diversifisert portefølje av energikilder, er variasjonen i vindkraftproduksjonen uproblematisk under normale forhold. 5. januar i år oppsto det imidlertid en situasjon som resulterte i negative priser i Danmark.



Figur 4 Negative priser 5. januar 2012 (Kilde: Nord Pool Spot og European Energy Exchange⁴)

Av fem timer med priser under null, var time fire den billigste med en spotpris helt nede i -47 EUR/MWh for begge de danske prisområdene. Til sammenligning lå prisene for Norge og Sverige rundt systemprisen. Fire sammenfallende faktorer førte til prisbevegelsene illustrert i Figur 4. Mye vind var selvfølgelig hovedårsaken. Et hvilket som helst kraftverk med mulighet til å regulere produksjonen uten altfor store kostnader ville åpenbart ikke tilbudt kraft til så lave priser. For det andre, var dette nattetimer med lav etterspørsel og dermed oppsto det et overskuddstilbud. Som tidligere nevnt, ville resultatet i en normal situasjon vært at flyten gikk fra Danmark mot Norge, Sverige og Tyskland. Problemet denne dagen var at en feil på Konti-Skan-kabelen mellom prisområdene DK1 og SE3 (NPS, 2012) og et vedlikehold på Øresund-kabelen mellom DK2 og SE4 (NPS, 2011) førte til begrensninger i overføringskapasiteten. Flyten gikk altså «riktig» vei, men flaskehalsene som oppsto bidro til de ekstreme prisene. Figur 4 viser at mye vind i Tyskland førte til enda lavere priser her. Resultatet var at Danmark faktisk hadde full import av tysk kraft de kritiske timene. Uten å gå nærmere inn på den konkrete effekten av de forskjellige faktorene, er det ingen tvil om at prisene hadde sett annerledes ut med større overføringskapasitet.

Disse negative spotprisene er ikke et engangstilfelle. Tyskland hadde i oktober 2009 timespriser helt ned mot -500 EUR/MWh. Med høyere andel ikke-regulerbar kraft uten tilsvarende utvidelser av nettet, kan slike situasjoner oppstå hyppigere. Flere perioder med svært lave strømpriser går utover kraftverkernes lønnsomhet, og vil på ingen måte bidra til å

⁴ NPS: <http://npspot.com>, EEX: <http://www.eex.com>

øke investeringene i fornybar energi. En viktig årsak til at negative priser kun forekommer unntaksvis i Danmark, er tilgjengeligheten på fleksibel vannkraft i Norge og Sverige. Blåser det mye i lavlastperioder kan vannkraftverkene raskt og uten store kostnader, redusere produksjonen og konsumentene forsynes med dansk vindkraft. Vindkraftprodusentene unngår overskuddstilbud og oppnår dermed en høyere pris. Vannkraftprodusentene sparer vannet til en senere periode og kan på denne måten få en enda høyere pris for sin kraft. Vannkraftverkernes turbiner har høyest virkningsgrad ved lavere ytelse enn 100 prosent av kapasiteten, noe som gjør disse spesielt egnet til slik utnyttelse (Statnett SF, 2010a). Slik er det ikke for termiske kraftverk, som står for det meste av tilgjengelig fleksibilitet i Europa i dag. En fremtid med større andel variabel og uforutsigbar kraft kan enten møtes ved å investere i ny fleksibilitet, eller ved å forbedre den i eksisterende kraftverk. Utvikling av termiske kraftverk kan gi raskere opp- og nedregulering, men det har sin pris. En av utfordringene er at effektiviteten ikke må reduseres så mye at vi får en betydelig økning i kostnader og utslipp. Hyppigere oppstartsfrekvens, større grad av opp- og nedregulering og lengre perioder med lav produksjon vil gi høyere drifts- og vedlikeholdskostnader (Troy, Denny, & O'Malley, 2011). Forventningene i CO₂-markedet tilsier at kvoteprisen vil øke de nærmeste årene. Dette vil i så fall bety større utgifter for de termiske kraftverkene. En annen grunn til å vurdere andre løsninger er at etter hvert som mer variabel kraft bygges ut, vil mye av det eksisterende fleksibilitetstilbudet fra termiske kraftverk forsvinne.

En diversifisert fornybar energiportefølje over større geografiske områder koblet sammen av overføringsforbindelser kan altså stabilisere variasjonen i tilbudet. Likevel er man helt avhengig av fleksibel kraft med tanke på både forsyningssikkerhet og effektiv utnyttelse av ressursene. I tillegg kan det inntreffe perioder med lite vind over store deler av Europa. Da hjelper det lite med spredt plasserte vindparker og dette er et realistisk scenario som Europa må ta høyde for. Ser man fleksibilitet, kostnader og utslippsmål under ett, har vannkraft flere fordeler enn termiske kraftverk. Utslippene til et vannkraftverk er neglisjerbare. Prisene på gass, olje og kull representerer en stor utgiftspost ved fossile kraftverk, i tillegg til at prisene på disse råvarene varierer og at tilbudet er usikkert. Selv om det på kortere sikt også er usikkerhet knyttet til tilgangen på vann som energikilde og investeringsutgiftene kan være betydelige, er produksjonskostnadene svært lave. Produksjonskostnader ned mot 8 øre per kilowattime og en levetid på opp til 100 år, gjør vannkraftverk attraktive som tilbyder av fleksibel kraft (Deutsche Bank Research, 2010).

2.2.1 Pumpekraft

Pumpekraft kan øke vannkraftens rolle i fremtidens fornybare energiverden. Dette er den mest brukte teknologien der energi, etter å ha blitt konvertert til elektrisitet, konverteres tilbake til lagret energi. Etter at vannet er brukt til å produsere energi ved å utnytte høydeforskjellen mellom to magasiner, pumpes vannet tilbake til det høyereliggende magasinet. Dermed økes magasinbeholdningen ut over det naturlige tilsiget og utvider kraftverkets produksjonsmuligheter. Pumpekraftverk er nettokonsument av energi fordi det krever mer energi å pumpe vannet opp enn den energien som produseres når den samme vannmengden slippes gjennom turbinen på vei ned. Variasjoner i strømprisen kan likevel gi økonomisk lønnsomhet.

Formålet med pumpekraftverk kan deles i tre. For det første utnytter døgnpumping billig overskuddskraft om natten og kraften produseres til en høyere pris i timer med høy etterspørsel på dagtid. For det andre kan sesongpumping benyttes for å regulere magasinbeholdningen etter sesongvariasjoner i tilsig og etterspørsel. For det tredje har pumpekraftverk spesielle egenskaper som gjør dem egnet til regulering av nettet. Om lag 170 pumpekraftverk med en total kapasitet på nesten 45 GW var installert i Europa i 2011. To tredjedeler av disse ble installert mellom 1970 og 1990, i hovedsak for å utnytte overskuddstilbud fra store termiske og kjernekraftverk i lavlastperioder og for å møte etterspørselen i høylastperioder. Senere er det kun installert 15 nye pumpekraftverk i Europa. Med fornybardirektivet er pumpekraft igjen kommet dagsorden og vi ser allerede en endring i utviklingen ved at 27 GW kapasitet planlegges å bygges ut de neste årene.

Innen 2050 må vi i langt større grad enn i dag basere elektrisitetsproduksjonen på prognoser. Ny teknologi vil redusere noe av usikkerheten, men etterspørselen etter regulerkrafttjenester vil øke når plutselige endringer i vindhastigheten påvirker det europeiske nettet i større grad. Som både produsent og forbruker av elektrisitet og med kort responstid sammenlignet med andre typer kraftverk, kan pumpekraftverk spille en viktig rolle i å dekke denne etterspørselen. Responstiden varierer avhengig av hvilken teknologi de forskjellige stasjonene benytter seg av. Dinorwig pumpekraftverk i Wales kan gå fra null til 1329 MW produksjon på 12 sekunder og er dermed et av de raskeste i verden (First Hydro Company).

De fleste vindkraftverkene som er bygget i Europa har kommet som supplement til eksisterende ikke-fornybar kapasitet. Dermed har vindstille perioder foreløpig ikke skapt de

store utfordringene. Likevel er EU-landene nødt til å ta høyde for at kritiske situasjoner kan oppstå etter hvert som kraftverk basert på ikke-fornybar energi bygges ned for å nå utslippsmålene. Pumpekraftverk kan på samme måte som tradisjonelle vannkraftverk benyttes i topplastperioder når produksjonen fra andre fornybare kraftverk ikke strekker til. I tillegg kan pumpekraftverk tilby energilagring utover det vanlige vannkraftverk har mulighet til. Som nevnt i eksempelet fra Danmark, stoppes vannkraftverkene ved overskuddstilbud av vindkraft og vannet lagres. Etter hvert som vindkraftandelen øker, kan pumpekraftverkene som konsument bli en verdifull aktør. I vindfulle nattetimer når Europas forbrukere sover, kan denne etterspørselsøkningen motvirke store prisfall og hindre at vinden rett og slett blåser utnyttet forbi. Dette forhindrer redusert lønnsomhet ved vindkraftverkene samtidig som det bidrar til effektiv utnyttelse av variable energiressurser. Ved å benytte overskuddstilbudet blir pumpekraftverk en indirekte lagringsmetode for denne vinden som kanskje ellers hadde gått til spille.

EU landene Tyskland, Østerrike og Sveits vil i løpet av de neste ti årene stå for det meste av ny pumpekraftkapasitet. Ettersom egnede plasseringer i stor grad allerede er utnyttet i Tyskland, vil kapasitetsøkningen her først og fremst komme som utvidelser av eksisterende kraftverk. Også Spania og Portugal planlegger betydelige investeringer i nye pumpekraftverk. Geografiske forutsetninger er årsaken til at utbyggingen i hovedsak er konsentrert til disse landene.

2.2.2 Norges rolle

I september 2010 la det tyske miljø- og energidepartementet frem retningslinjer for landets videre utvikling innen fornybar energi. På bakgrunn av denne skal departementet utarbeide en strategi for Tyskland frem mot 2050 (BMU, 2010). Målet er å redusere landets klimagassutslipp med 80-95 prosent innen 2050, sammenlignet med nivåer fra 1990. Da skal 80 prosent av elektrisitetsforbruket være basert på fornybar energi. Også for Tyskland vil utvidet lagringskapasitet spille en viktig rolle for å nå disse målene. I første omgang skal det innenlandske potensialet utnyttes maksimalt, men på lang sikt er ikke dette tilstrekkelig. Norges store muligheter for utbygging av pumpekraftverk nevnes spesifikt som en mulig løsning og tyske myndigheter ønsker å innlede samtaler med den norske regjeringen om dette. I oktober 2011 la det statlige ekspertutvalget for miljø, SRU, fram en rapport med anbefalinger om hvordan Tyskland kan nå de nasjonale målene for fornybar

elektrisitetsproduksjon. Rapporten tar utgangspunkt i at tyske kraftverk er tilnærmet utslippsfrie i 2050, da SRU mener at bidrag fra andre sektorer enten er for dyre eller ikke tilstrekkelige for å nå en utslippsreduksjon på opp til 95 prosent (SRU, 2011). Utvalget går faktisk så langt at de peker på norsk pumpekraft som løsningen på Tysklands økende behov for elektrisitetslagring. Sammenlignet med et scenario uten kraftutveksling med andre land vil kun et begrenset samarbeid om norsk pumpekraft, med Danmark som transittland, redusere tyske kostnader. Årsaken til dette er at tilgang på pumpekraftverk i Norge utvider mulighetene for vindkraft på bekostning av kostnadsintensive alternativer som solkraft og biomasse og bidrar til redusert overskuddsproduksjon.

Dermed kan vi slå fast at Tyskland, eller i det minste SRU, ønsker tilgang til norsk pumpekraft. Dette forutsetter overføringsnett med en estimert kapasitet på mellom 40 og 60 GW mellom de to landene i 2050, avhengig av etterspørselsutviklingen (SRU, 2011). Både direkte sjøkabler og en kombinasjon med høyspentmaster via Danmark nevnes som aktuelle løsninger.

I takt med den økende interessen for konseptet «Norge som grønt batteri for Europa» har pumpekraftverk de siste årene fått større oppmerksomhet i mediene, men denne interessen er intet speilbilde på utbyggingstempoet. Det er knyttet store investeringskostnader til utbygging av pumpekraftverk og dagens kraftpriser er ikke høye nok til å dekke de finansielle kostnadene som norske produsenter vil stå overfor. I tillegg er en viss prisvariasjon nødvendig for å gi lønnsomhet. Både høy andel fleksibel vannkraftproduksjon og det at mye strøm går til elektrisk oppvarming, gjør at volatiliteten ikke er stor nok i Norge per i dag. Likevel kan en betydelig økning i overføringskapasiteten til utlandet gi et prisbilde som gjør norske pumpekraftverk lønnsomme. Det er fremtidens store andel variabel vindkraftproduksjon på kontinentet som er opphavet til diskusjonen rundt norsk pumpekraftutbygging, og det er nettopp prisvolatiliteten dette medfører som kan gjøre utbyggingen lønnsom.

Hvis vi ser for oss at kapasitetssterke utenlandsforbindelser vil være på plass en gang i fremtiden og at prisbildet rettferdiggjør investeringskostnadene ved pumpekraftutbygging. Hva blir i så fall konsekvensene for det norske vannkraftsystemet? Hvordan vil kraftprisen i Norge påvirkes av utviklingen på kontinentet?

3 Konsekvenser av utenlandsforbindelser og storstilt pumpekraftutbygging

Ettersom et pumpekraftverk er netto forbruker av kraft, vil en storstilt utbygging resultere i økt etterspørsel i perioder der det pumpes. Samtidig vil større overføringskapasitet til utlandet øke etterspørselen i vindstille perioder.

3.1 Modellen

I dette avsnittet vil jeg illustrere problemet ved å ta utgangspunkt i Finn Førsunds modell for et vannkraftsystem (Førsund, 2007).

Dette er en partiell likevektsmodell uten interaksjon med resten av økonomien. Vi ser på et standard samfunnsplanleggingsproblem for en representativ konsument der forbruk av elektrisitet uttrykkes ved nyttefunksjoner. For å forenkle problemet ser vi bort i fra diskontering. Bortsett fra for enkelte flerårsmagasiner, er tidshorisonten så kort at denne antagelsen ikke har noen stor betydning. I tillegg antas det at det ikke er usikkerhet knyttet til etterspørsel og tilsig. Selv om dette er langt fra en realistisk antagelse, kan modellen likevel gi nyttige resultater. Hvis vi for eksempel, som nedenfor, ser på to perioder, sommer og vinter, er det sannsynlig at tilsiget er relativt høyt og etterspørselen lav på sommeren og motsatt for vinter slik at det er en grad av forutsigbarhet også i den virkelige verden. Nyttefunksjonen er konkav, og for hver periode t :

$$(1) \quad U_t(e_t^H), U'_t(e_t^H) \geq 0, U''_t(e_t^H) < 0, t = 1, \dots, T$$

Den marginale betalingsvilligheten målt i for eksempel kroner, p_t , definerer etterspørselsfunksjonen på prisform for elektrisitet:

$$(2) \quad U'_t(e_t^H) \equiv p_t(e_t^H)$$

Det antas at etterspørselsfunksjonen avtar med prisen og at det eksisterer en reservasjonspris som gir etterspørsel lik null. Problemets objektfunksjon maksimerer konsument- pluss produsentoverskuddet med konsumert (lik produsert) elektrisitet som endogen variabel. Som

allerede nevnt er vannkraftverk kjennetegnet ved lave variable kostnader og vi kan derfor sette produksjonskostnader til null uten å miste for mye i modellen. Fordi den representative konsumentens utgifter da vil være lik produsentens inntekter, blir det samfunnsøkonomiske overskuddet forenklet til arealet under etterspørselskurven. Samfunnsplanleggerens problem blir da å maksimere objektfunksjonen:

$$(3) \quad \text{maks } \sum_{t=1}^T \int_{z=0}^{e_t^H} p_t(z) dz$$

gitt

$$(4) \quad R_t \leq R_{t-1} + w_t - e_t^H$$

$$(5) \quad R_t \leq \bar{R}$$

$$R_t, e_t^H \geq 0,$$

$$T, w_t, R_0, \bar{R} \text{ gitt, } R_T \text{ fri, } t = 1, \dots, T$$

Alle variabler måles i kWh. Den første betingelsen viser akkumuleringen av vann i magasinet. Magasinbeholdningen ved utgangen av periode t , R_t , må være mindre eller lik det som var igjen ved utgangen av forrige periode, pluss det naturlige tilsiget i løpet av periode t , w_t , minus produksjon i perioden, e_t^H . Magasinbeskrankningen sier at beholdningen må være mindre eller lik total magasinkapasitet, \bar{R} . Nedre grense er for enkelthets skyld satt til null. Videre antas full manøvreringsevne slik at magasinet kan tømmes i løpet av en periode. Det vil si at vi ser bort i fra øvre grenser for produksjonskapasitet. Beholdningen ved utgangen av siste periode er fri. Problemet løses som et standard ikke-lineært programmeringsproblem, og Lagrange funksjonen er:

$$(6) \quad L = \sum_{t=1}^T \int_{z=0}^{e_t^H} p_t(z) dz \\ - \sum_{t=1}^T \lambda_t (R_t - R_{t-1} - w_t + e_t^H) \\ - \sum_{t=1}^T \gamma_t (R_t - \bar{R})$$

Vi har $4T$ endogene variable, e_t^H , R_t , λ_t og γ_t , og $4T$ ligninger med Kuhn-Tucker-betingelsene:

$$(7) \quad \frac{\partial L}{\partial e_t^H} = p_t(e_t^H) - \lambda_t \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_t^H > 0)$$

$$(8) \quad \frac{\partial L}{\partial R_t} = -\lambda_t + \lambda_{t+1} - \gamma_t \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_t > 0)$$

$$(9) \quad \lambda_t \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_t < R_{t-1} + w_t - e_t^H)$$

$$(10) \quad \gamma_t \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_t < \bar{R}), \quad t = 1, \dots, T$$

Vi antar at problemet har en unik løsning ved at Lagrangefunksjonen er konkav. Forutsettes positiv produksjon hver periode, $e_t^H > 0$, gir den første førsteordensbetingelsen:

$$(11) \quad p_t(e_t^H) = \lambda_t, \quad t = 1, \dots, T$$

Der λ_t er skyggeprisen på lagret vann, eller vannverdien. Den viser endringen i optimert brutto konsumentoverskudd av en marginal endring i overføring av vann fra forrige periode, eller i tilsiget inneværende periode. Vannverdien blir da alternativkostnaden som oppstår fordi vannet kan lagres og benyttes i en senere periode. I den optimale løsningen med positiv produksjon, er vannverdien lik den samfunnsøkonomisk optimale prisen.

Problemet kan illustreres, noe forenklet, ved å fokusere på kun to perioder, $T = 2$. Eksempelvis kan periode 1 være sommer der etterspørselen er relativt lav og tilsiget høyt, mens periode 2 er vinter med høy etterspørsel og lavt tilsig. Vi antar at etterspørselen etter elektrisitet aldri mettes slik at det ikke kan være optimalt å la magasinet renne over. Dette gir likhet (4) og vi får:

$$R_1 = R_0 + w_1 - e_1^H$$

$$R_2 = R_1 + w_2 - e_2^H$$

Slik at maksimal elektrisitetsproduksjon er lik initial magasinbeholdning pluss tilsiget i de to periodene:

$$e_1^H + e_2^H = R_0 + w_1 + w_2$$

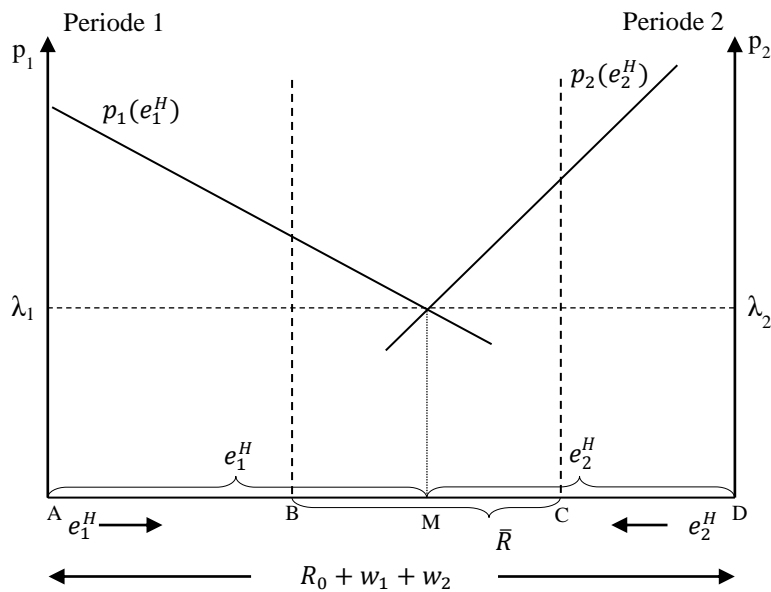
Hvis vi antar at lagringskapasiteten ikke utnyttes maksimalt og at magasinbeholdningen er positiv, $0 < R_t < \bar{R}$, får vi fra (10) at skyggeprisen på magasinkapasitet, γ_t , er null og (8) gir da at vannverdien er lik i begge perioder:

$$\lambda_1 = \lambda_2$$

Fra (11) får vi videre at optimal tilpasning gir lik pris i begge perioder slik at det ikke er mulig å tjene på en annen allokering av vann mellom de to periodene:

$$p_1(e_1^H) = p_2(e_2^H)$$

Figur 5 fremstiller løsningen i et badekardiagram. Gulvet i diagrammet viser totalt tilgjengelig vann i de to periodene. Etterspørselskurvene er forankret i de to vertikale aksene som viser prisen. De stiplede linjene B og C er magasinkapasiteten. Slik etterspørselskurvene er tegnet i denne figuren, er $AC = R_0 + w_1$. MC lagres til produksjon i periode 2, som også benytter tilsiget for perioden, CD.



Figur 5 Optimal tilpasning i en to-periodemodell

3.1.1 Handel

Vi introduserer utenlandshandel i modellen og for å tilpasse den til dette spesifikke problemet. La oss si at vannkraftsystemets handelspartner kun har vindkraft tilgjengelig. Objektfunksjonen er som før, bortsett fra at vi her legger til (trekker fra) verdien av eksport (import). Elektrisitetsbalansen er:

$$(12) \quad x_t = e_t^H - e_t^{XI}, \quad t = 1, 2$$

Der e_t^{XI} er netto eksport (positiv) eller import (negativ). Problemet blir nå:

$$(13) \quad \text{maks} \sum_{t=1}^2 \left[\int_{z=0}^{x_t} p_t(z) dz + q_t e_t^{XI} \right]$$

gitt

$$(14) \quad x_t = e_t^H - e_t^{XI}$$

$$(15) \quad R_t \leq R_{t-1} + w_t - e_t^H$$

$$(16) \quad R_t \leq \bar{R}$$

$$(17) \quad -\bar{e}^{XI} \leq e_t^{XI} \leq \bar{e}^{XI}$$

$$x_t, e_t^H, R_t \geq 0, e_t^{XI} \text{ ubetinget fortegn}$$

$$T, w_t, R_0, \bar{R}, q_t, \bar{e}^{XI} \text{ gitt, } R_2 \text{ fri, } t = 1, 2$$

Der q_t er den gitte prisen i det utenlandske markedet og påvirkes i denne modellen ikke av hva det innenlandske markedet måtte foreta seg. Den tilhørende Lagrangefunksjonen er:

$$(18) \quad L = \sum_{t=1}^2 \left[\int_{z=0}^{e_t^H - e_t^{XI}} p_t(z) dz + q_t e_t^{XI} \right] \\ - \sum_{t=1}^2 \lambda_t (R_t - R_{t-1} - w_t + e_t^H) \\ - \sum_{t=1}^2 \gamma_t (R_t - \bar{R}) \\ - \sum_{t=1}^2 \alpha_t (e_t^{XI} - \bar{e}^{XI})$$

$$-\sum_{t=1}^2 \beta_t (-e_t^{XI} - \bar{e}^{XI})$$

Førsteordensbetingelsene blir nå:

$$(19) \quad \frac{\partial L}{\partial e_t^H} = p_t(e_t^H - e_t^{XI}) - \lambda_t \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_t^H > 0)$$

$$(20) \quad \frac{\partial L}{\partial e_t^{XI}} = -p_t(e_t^H - e_t^{XI}) + q_t - \alpha_t + \beta_t = 0$$

$$(21) \quad \frac{\partial L}{\partial R_t} = -\lambda_t + \lambda_{t+1} - \gamma_t \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_t > 0)$$

$$(22) \quad \lambda_t \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_t < R_{t-1} + w_t - e_t^H)$$

$$(23) \quad \gamma_t \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_t < \bar{R})$$

$$(24) \quad \alpha_t \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_t^{XI} < \bar{e}^{XI}) \quad (e_t^{XI} > 0)$$

$$(25) \quad \beta_t \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } -e_t^{XI} < \bar{e}^{XI}) \quad (e_t^{XI} < 0), t = 1, 2$$

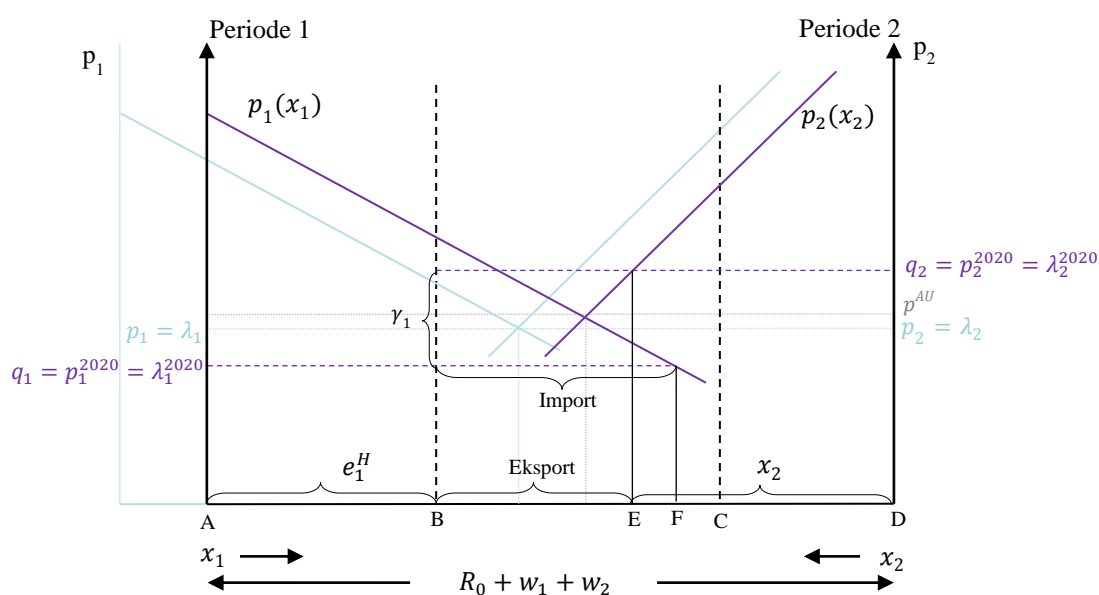
Ettersom det ikke er noen restriksjoner på fortegnet til variabelen e_t^{XI} , holder (20) med likhet. α_t og β_t er skyggeprisene på overføringskapasitet i hver retning og utgjør differansen mellom prisene i de to markedene dersom flaskehals oppstår. Figur 6 illustrerer en løsning for to perioder med maksimal import og eksport.


$$p_1(x_1) = q_1 + \beta_1$$

19

3.1.2 2020: Økt overføringskapasitet til utlandet

Hvis det i 2020 blir åpnet nye store utenlandskabler, hvilke konsekvenser ville det fått for løsningen i denne modellen, alt annet likt? Større overføringskapasitet tilsvarer et eksogent sjokk til \bar{e}^{XI} og $-\bar{e}^{XI}$. Som en illustrasjon, la oss si at økningen er så stor at vi praktisk talt ikke står overfor noen begrensninger hva angår handelskapasitet. Ligning (17) forsvinner altså fra modellen. Figur 7 viser løsningen i dette tilfellet, markert med lilla og toppskrift «2020».



Figur 7 Ubegrenset overføringskapasitet til utlandet

Uten begrensninger på overføringskapasitet i noen perioder, får vi fra (20) at hjemmemarkedsprisen blir lik prisen på det utenlandske markedet for hver periode:

$$p_t^{2020}(x_t) = q_t, \quad t = 1, 2$$

Import skjer i periode 1 fordi prisen her er lavest og det eksporteres i andre periode. Krysningen mellom pris og etterspørselskurven angir konsumet i periode 1, $AF = x_1$. Begrenset magasinkapasitet gjør at ikke alt dette kan importeres. Antagelsen om at sløsing med vann ikke kan være en del om en optimal løsning, gjør at AB må produseres innenlands for konsum i periode 1 og det vil derfor ikke være optimalt å importere mer enn BF . Med uendelig lagringskapasitet ville alt vann, $R_0 + w_1$, blitt overført til periode 2 da prisen her er høyere, og etterspørselen i periode 1 hadde blitt tilfredsstilt via import alene. Fordi det her er en øvre grense på hvor mye vann som kan lagres til neste periode, er det beste man kan gjøre å overføre $\bar{R} = BC$. Det oppstår da en positiv skyggepris på magasinkapasiteten, γ_1 , som er

den ekstra økonomiske verdien generert av en marginal økning i \bar{R} . Fra (21) har vi at denne utgjør differansen mellom vannverdiene i de to periodene:

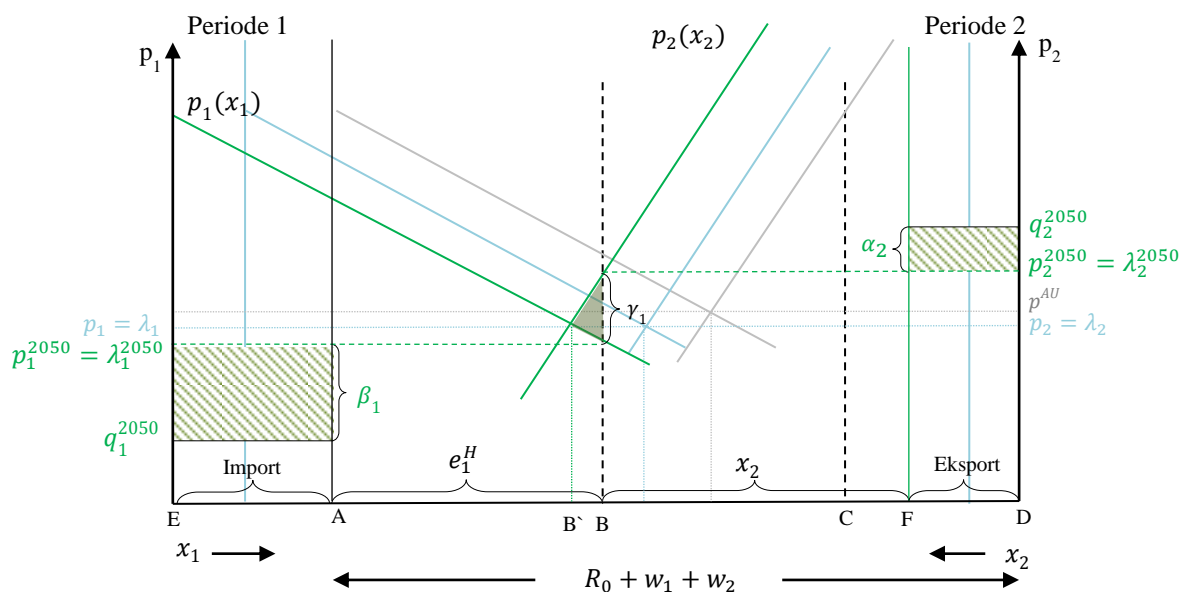
$$\lambda_2 - \lambda_1 = \gamma_1$$

BD viser nå tilgjengelig vann i periode 2, lik e_2^H . Skjæringspunktet mellom pris og etterspørselskurven angir innenlandsk konsum. Det resterende vannet, BE, benyttes til eksportproduksjon, e_2^{XI} , og selges til utlandet. Sammenlignet med de to foregående eksemplene, får vi en lavere pris i importperioden og en høyere pris i eksportperioden. Hvis tilfellet i 2020 skulle være at vi har så store overføringsforbindelser mellom Norge og Tyskland, tilsier modellen at dette kan bli resultatet. Det er tidligere vist at mye vind kan gi svært lave priser, og skulle dette skje i en periode med høyt tilsig og god magasinbeholdning hos norske vannkraftprodusenter, kan det føre til større variasjoner i innenlandske priser. Spesielt vil dette skje dersom den påfølgende perioden sammenfaller med lite vind og lavere tilsig. Da utenlandske priser er eksogent gitt i denne modellen, vil ikke større lagringskapasitet bidra til å utjevne norske priser. Endringen ville kun gitt enda høyere import i første periode og mer eksport i periode 2.

3.1.3 2050: Hundre prosent fornybarandel i Tyskland

Dersom landene som Norge bygger disse nye utenlandskablene til når sine fornybarmål, og vi vet at disse først og fremst skal nås gjennom vindkraftutbygging, kan dette i perioder medføre svært lave priser. Situasjonen nedenfor viser hva som kan skje dersom prisen på det utenlandske markedet faller ytterligere i periode 1 (for eksempel som følge av mye vind når vindkraft står for en større andel av kraftproduksjonen) og blir enda høyere i periode 2. Den utvidede overføringskapasiteten fra 2020 er fremdeles tilgjengelig, men vil nå bli utnyttet maksimalt. Situasjonen er illustrert i Figur 8. Den nye etterspørselskurven, markert med grønt, flytter til venstre etter den økte tilgangen på importert elektrisitet (ikke vist eksplisitt i figuren). Fra F går en vertikal linje som viser den nye eksportkapasiteten. Etterspørselskurven for periode 2 får et tilsvarende skift til venstre. Skyggeprisene på utenlandsforbindelsene er markert på tilsvarende måte som i Figur 6. Sammenlignet med scenariet for 2020, vil prisene hjemme og ute nå være forskjellige. I tillegg, overføres nå mer vann til andre periode, men dette blir brukt for å utnytte den økte eksportkapasiteten. I forhold til situasjonen med bindene import- og eksportbetingelser i Figur 6, blir prisene på hjemmemarkedet forskjellige i de to

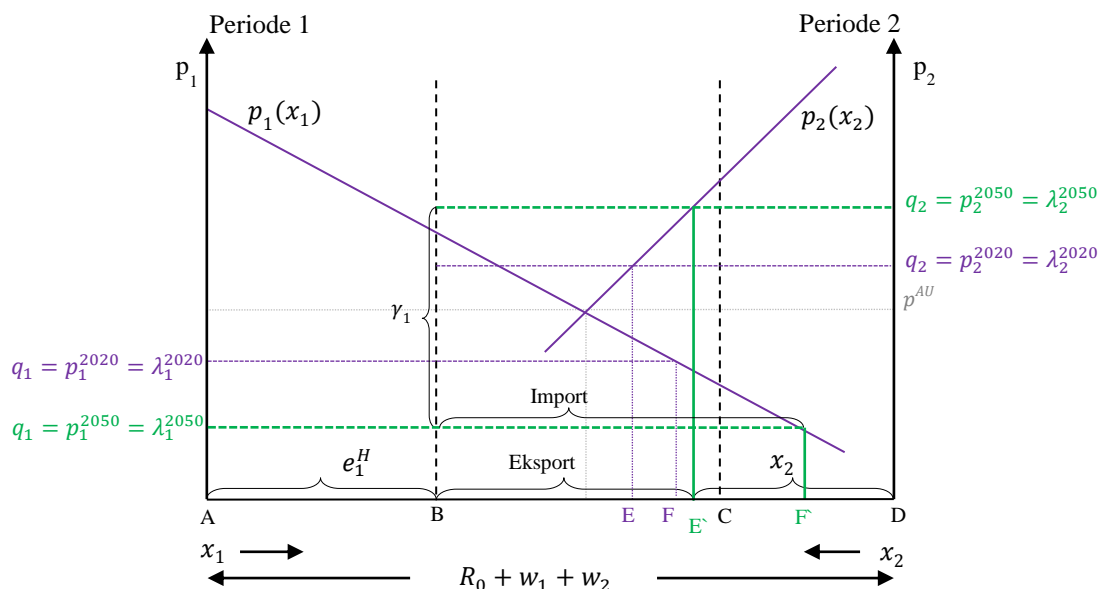
periodene fordi etterspørselskurvene nå krysser utenfor den øvre grensen for magasinkapasitet, B. Mer vann ønskes spart til andre periode enn hva som er fysisk mulig. Prisen i periode 1 blir derfor lavere for å øke etterspørselen slik at nødvendig vannmengde blir brukt i produksjon. Prisen i periode 2 presses på samme måte opp.



Figur 8 Store prisforskjeller i utlandet og maksimalt utnyttet overføringskapasitet

La oss si at Figur 6, med like innenlandspriser, illustrerer dagens situasjon. Man trenger ikke store kunnskaper om kraftmarkedet for å vite at identiske priser i to påfølgende perioder (enten det er snakk om kvartaler, måneder eller dager) tilhører sjeldenhetene, men modellen søker kun å skissere virkeligheten i grove trekk. Større overføringsforbindelser, mer volatile utenlandspriser og begrenset lagringskapasitet vil da også gi (mer) volatile priser på hjemmemarkedet.

Hvis differansen mellom periodeprisene øker og det ikke er begrensninger eller at maksimal overføringskapasitet fremdeles ikke nås, vil vi kunne ende opp i en situasjon som illustrert i Figur 9.



Figur 9 Store prisforskjeller i utlandet og fri overføringskapasitet

Hverken etterspørselskurvene eller magasinkapasiteten er endret og det vil stadig være optimalt å spare maksimalt, $R_1 = \bar{R}$ til periode 2. AB må produseres hjemme, så effekten av lavere importpris i første periode, $q_1^{2020} < q_1^{2050}$, er økt import som følge av høyere etterspørsel. Sammenlignet med 2020 øker konsumet i første periode fra AF til AF'. Det motsatte skjer i periode to. Høyere eksportpris reduserer etterspørselen på hjemmemarkedet fra ED til E'D og eksporten øker tilsvarende. Ettersom vi ikke står overfor noen begrensninger i overføringskapasitet og de utenlandske prisene adopteres til hjemmemarkedet, øker differansen mellom vannverdiene for de to periodene, lik skyggeprisen på \bar{R} . Prisvolatiliteten på hjemmemarkedet vil i dette tilfellet bli like stor som i utlandet.

3.1.4 Pumpekraft

Hvordan ville løsningen sett ut om pumpekraft ble introdusert i denne modellen? Under forholdene illustrert i Figur 8, vil det åpenbart ikke være en løsning å pumpe. Begrenset importmulighet gjør at noe av første periodes etterspørsel må produseres hjemme slik at $e_1^H > 0$. Det følger da fra (19) at vi må ha $p_1(x_1) = \lambda_1$ som blir prisen innenlands ettersom $\beta_1 > 0$. Slik modellen er konstruert, kan ikke produksjon og pumping være optimalt på samme tid. Situasjonen i Figur 9 med ubegrenset import låser også en del av produksjonen til vannkraftverkene hjemme på grunn av magasinets øvre kapasitetsgrense, så heller ikke her vil

[illegible]

Prisforskjellen mellom første og andre periode og stor magasinkapasitet, gjør det optimalt å overføre alt vann til periode 2, $R_1 = R_0 + w_1$. Etterspørselen i periode 1 tilfredsstilles av importert kraft alene, det vil si at det ikke produseres noe hjemme, $e_1^H = 0$. AD er nå tilgjengelig vann for produksjon i periode 2. Fordi det ikke er optimalt å la noe vann være igjen i magasinet ved utgangen av periode 2, gir ligning (15) at $e_2^H = R_0 + w_1 + w_2$. Økt tilgang på vann må øke produksjonen, alt annet likt. Fra (14) har vi at $e_2^H = x_2 + e_2^{XI}$. Ettersom $x_2 = E'D$ er uendret vil det si at hele økningen i produksjon som følge av større magasinkapasitet, går til eksport.

$$(26) \quad \text{maks } \sum_{t=1}^2 \left[\int_{z=0}^{x_t} p_t(z) dz + q_t e_t^{X^I} \right]$$

gitt

$$(27) \quad x_1 = e_1^H - e_1^P - e_1^{XI}$$

$$(28) \quad x_2 = e_2^H + e_2^P - e_2^{XI}$$

$$(29) \quad e_1^P = \eta e_2^P$$

$$(30) \quad R_1 \leq R_0 + w_1 + \frac{e_1^P}{\eta} - e_1^H$$

$$(31) \quad R_2 \leq R_1 + w_2 - e_2^P - e_2^H$$

$$(32) \quad R_t \leq \bar{R}$$

$$(33) \quad -\bar{e}^{XI} \leq e_t^{XI} \leq \bar{e}^{XI}$$

$$x_t, e_t^H, e_1^P, e_2^P, R_1 \geq 0, e_t^{XI} \text{ ubetinget fortegn,}$$

$$T, w_t, R_0, \bar{R}, q_t, \bar{e}^{XI}, \eta > 1 \text{ gitt, } R_2 \text{ fri, } t = 1, 2$$

Fordi det her kun er snakk om to perioder må pumping, dersom det er optimalt, nødvendigvis måtte skje i første periode. Pumpen konsumerer kraft og er representert ved det andre leddet på høyre side i ligning (27), e_1^P . Alt annet likt, reduserer pumping muligheten for annet forbruk. Da det ikke er optimalt å la noe vann være igjen i magasinet ved slutten av periode 2, entrer produksjon fra den reversible turbinen med positivt fortegn i elektrisitetsbalansen for periode 2, (28). Den reversible turbinen benyttes altså til pumping i periode 1 og til produksjon i andre periode, dersom det er optimalt prismessig. Pumpekraftverkets virkningsgrad kommer inn i ligning (29). Den sier at mindre elektrisitet enn hva som skal til for å pumpe, kan gjenvinnes i produksjon ($\eta > 1$). Ligningene som viser magasinbeholdningen har fått et nytt ledd, positivt for periode 1 og negativt for periode 2. I første periode gir eventuell pumping mer vann i magasinet, men ikke mer enn $(e_1^P/\eta) < e_1^P$ fordi virkningsgraden ikke er hundre prosent. I periode 2 benyttes turbinen til produksjon, slik at e_2^P kommer inn med negativt fortegn i (31).

Ved å sette inn for e_1^P fra (29) og deretter for x_t i objektfunksjonen, er problemets Lagrangefunksjon:

$$\begin{aligned}
 (34) \quad L = & \int_{z=0}^{e_1^H - \eta e_2^P - e_1^{XI}} p_1(z) dz + \int_{z=0}^{e_2^H + e_2^P - e_2^{XI}} p_2(z) dz + \sum_{t=1}^2 q_t e_t^{XI} \\
 & - \lambda_1 (R_1 - R_0 - w_1 - e_2^P + e_1^H) \\
 & - \lambda_2 (R_2 - R_1 - w_2 + e_2^P + e_1^H) \\
 & - \sum_{t=1}^2 \gamma_t (R_t - \bar{R}) \\
 & - \sum_{t=1}^2 \alpha_t (e_t^{XI} - \bar{e}^{XI}) \\
 & - \sum_{t=1}^2 \beta_t (-e_t^{XI} - \bar{e}^{XI})
 \end{aligned}$$

Førsteordensbetingelsene blir nå:

$$(35) \quad \frac{\partial L}{\partial e_t^H} = p_t(x_t) - \lambda_t \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_t^H > 0)$$

$$(36) \quad \frac{\partial L}{\partial e_2^P} = -\eta p_1(x_1) + p_2(x_2) + \lambda_1 - \lambda_2 \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_2^P > 0)$$

$$(37) \quad \frac{\partial L}{\partial e_t^{XI}} = -p_t(x_t) + q_t - \alpha_t + \beta_t = 0$$

$$(38) \quad \frac{\partial L}{\partial R_1} = -\lambda_1 + \lambda_2 - \gamma_1 \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_1 > 0)$$

$$(39) \quad \lambda_1 \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_1 < R_0 + w_1 + e_2^P - e_1^H)$$

$$(40) \quad \lambda_2 \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_2 < R_1 + w_2 - e_2^P - e_1^H)$$

$$(41) \quad \gamma_1 \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_1 < \bar{R})$$

$$(42) \quad \alpha_t \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_t^{XI} < \bar{e}^{XI}) \quad (e_t^{XI} > 0)$$

$$(43) \quad \beta_t \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } -e_t^{XI} < \bar{e}^{XI}) \quad (e_t^{XI} < 0), \quad t = 1, 2$$

Ligning (38) er uendret og vi har fremdeles at utenlandsprisen er eksogent gitt og lik prisen på hjemmemarkedet dersom vi antar at kapasitetsgrensen på overføringsforbindelsene ikke nås:

$$(44) \quad p_t(x_t) = q_t$$

Anta nå at prisen i første periode er lavere enn vannverdien slik at det fra (35) ikke vil være optimalt å produsere vannkraft

$$p_1(x_1) < \lambda_1 \Rightarrow e_1^H = 0$$

For at dette skal være en løsning må det være ledig kapasitet i magasinet til å overføre alt vann til periode 2. Det vil si at $R_1 < \bar{R}$ og det antas positiv magasinbeholdning. Dette og (41) sier oss at skyggeprisen på magasinkapasitet er null og det følger fra (38) at vannverdiene må være like i begge perioder:

$$(45) \quad \lambda_1 = \lambda_2$$

Produksjonen i periode 2 må nødvendigvis være positiv da det ikke er optimalt å la noe vann være igjen i magasinet ved utgangen av siste periode. Dermed blir vannverdiene lik periode 2-prisen:

$$\lambda_1 = \lambda_2 = p_2(x_2)$$

For at det skal være meningsfylt å pumpe må det nødvendigvis være ledig magasinkapasitet og (45) er resultatet av det. Benytter vi dette i ligning (36) får vi:

$$(46) \quad \eta p_1(x_1) = p_2(x_2) \Leftrightarrow \frac{q_2}{q_1} = \eta$$

Pumpekraftverkets effektivitet gjør at prisen i periode 1 må være lavere enn prisen i periode 2. Forholdet må være η , og det er prisforskjellene på det utenlandske markedet som bestemmer om det er lønnsomt å pumpe da disse adopteres til hjemmemarkedet i en situasjon uten kabelbegrensninger. Det antas her at når prisforskjellen er akkurat stor nok, utnyttes pumpekapasiteten maksimalt. Uten at dette vises eksplisitt i modellen, illustrerer Figur 11 en slik løsning.

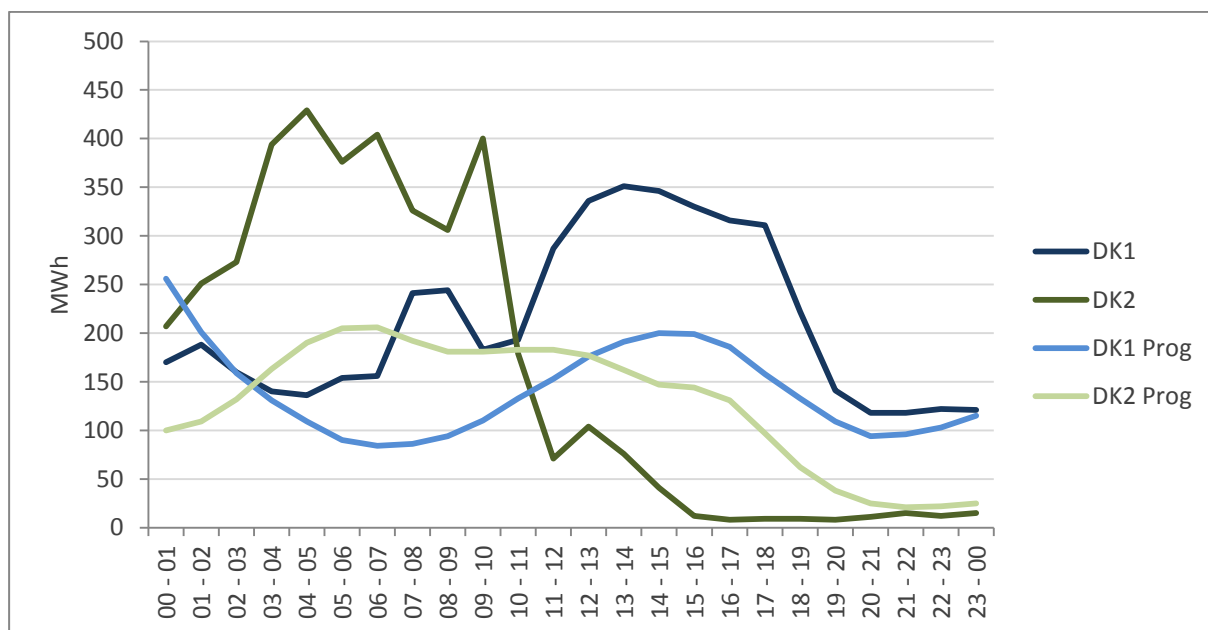
3.1.5 Modellbegrensninger og mulige utvidelser

Som så mange andre samfunnsøkonomiske modeller har også denne sine begrensninger når det gjelder å illustrere den virkelige verden. Situasjoner med hundre prosent virkningsgrad i elektrisitetsproduksjon og ingen begrensninger hva angår produksjonskapasitet vil i realiteten ikke finne sted i vannkraftverk. I dette avsnittet vil jeg kort kommentere noen modellbegrensninger.

Det er mange faktorer som bidrar til å bestemme kraftprisen i Norge og Norden, langt flere enn modellen tar hensyn til. Selv hvis man så for seg et autarki med tilgang til vannkraft alene, ville ikke prisene variert eksakt som vist i modellen beskrevet i forrige avsnitt. Her varierer prisene kun dersom magasinet er tilnærmet fullt eller hvis det er så godt som tomt. Dette betyr at så sant fyllingsgraden ligger innenfor yttergrensene, vil prisene, sommer som vinter, være konstante uavhengig av etterspørselen. Generelt vil vi ikke se et slikt mønster i de nordiske prisene, selv om vi tar utgangspunkt i gjennomsnittspriser for døgn eller uker. Kraftverkernes vannverdier vil variere for langt flere fyllingsgrader enn kun ved disse to nivåene. I tillegg vil de variere mellom sesonger basert på forventet tilsig i kommende perioder. Magasinets øvre og nedre grenser varierer vanligvis også mellom perioder og kan være lavere enn den øvre fysiske grensen. Her er det antatt at den nedre grensen for vannnivået i magasinet er null. Av miljøhensyn knyttet til blant annet erosjon, fisk, vegetasjon og estetikk, er dette sjeldent tilfelle. En positiv nedre grense kan enkelt implementeres i modellen, og det ville i så fall oppstått en skyggepris på denne. Restriksjoner på hvor raskt kraftverkene kan regulere nivået i magasinet opp eller ned, er heller ikke hensyntatt i modellen. Miljøhensyn gjør at det finnes slike restriksjoner. Disse har størst betydning for kraftverk tilknyttet mindre magasiner og de vil påvirke kraftprisene. Ethvert vannkraftverk har også en øvre fysisk grense for hvor mye som kan produseres per time og dette er en viktig årsak til prisvariasjoner. I modellen vil innføring av en maksimal produksjonskapasitet skape lavere manøvreringsevne og bryte linken mellom pris og vannverdi hvis begrensningen binder. Et pumpekraftverk vil på samme måte være representert ved en maksimal kapasitet som vil begrense mulighetene for å utnytte perioder med lave priser til pumping.

Usikkerhet er et annet viktig kjennetegn ved kraftmarkedet, men som ikke er modellert her. Selv om dagens værvarslingsmetoder er bedre enn de var for femti år siden, kan selv ikke den beste meteorolog gi eksakte prognoser på hvor mye nedbør som vil falle over hvilke geografiske områder i kommende perioder. Tilsig er altså en stokastisk variabel og derfor må

også magasinets fyllingsgrad, vannverdien og skyggeprisen på magasinkapasitet nødvendigvis være det. Etterspørselen er også væravhengig, spesielt i Norge hvor det brukes mye elektrisitet til oppvarming. Hvor høy den blir avhenger i stor grad av temperatur. Selv om overføringskapasiteten er gitt, kan uforutsette (stokastiske) hendelser som tekniske feil, føre til begrensninger eller utfall og, som vist tidligere, påvirke prisen. Dersom det skulle være slik at prisen på det utenlandske markedet adopteres helt til hjemmemarkedet, er dette også en stokastisk variabel. Prisen vil da, hvis vi antar at utlandet kun er vindkraftbasert, variere med vindhastigheten. Denne vil bære preg av enda mer usikkerhet enn tilsiget til magasinene, ikke minst på kort sikt. Regn fra en dag til en annen utgjør ikke den store forskjellen i fyllingsgraden til et magasin, mens forskjeller i vindhastighet kan føre til at et vindkraftverk går fra maksimal til null produksjon innenfor to påfølgende perioder. Figur 12 som viser vindprognoser og faktisk vind for de danske prisområdene for 4. april i år, gir et godt bilde på denne usikkerheten. Som vi ser er det til tider store forskjeller i mellom prognoser og realitet.



Figur 12 Vinprognose og faktisk vind i Danmark 4. april 2012 (Kilde: NPS)

Modellen kan utvides til å ta hensyn til usikkerhetsmomentet ved å maksimere forventet produsent- pluss konsumentoverskudd:

$$\text{maks} \sum_{t=1}^T E \left\{ \int_{z=0}^{x_t} p_t(z) dz \right\}$$

Problemet samfunnsplanleggeren da står overfor er å maksimere forventet verdi av vannet gitt magasinbeholdningen, en sannsynlighetsfordeling for fremtidige priser og en sannsynlighetsfordeling for kommende tilsig (Statnett SF, 2010a). I hver periode blir økt produksjon i så fall den optimale reaksjonen dersom tilsiget viser seg å være høyere enn forventet og redusert produksjon om den blir lavere. På denne måten gir usikkerhet opphav til prisvariasjoner selv om ingen begrensninger skulle binde. Hvor mye produksjonen må justeres opp eller ned i forhold til forventningene, er avhengig av magasinkapasiteten. Et kraftverk tilknyttet et flerårsmagasin påvirkes mindre av svingninger på kort sikt fordi det for eksempel kan spare vann til neste vinter. Da det er større risiko for spill av vann ved mindre magasiner, kan vannkraftverk knyttet til slike magasiner ikke holde produksjonen tilbake over like lange perioder.

Forskjellig magasinkapasitet fører oss videre til en annen streng antagelse i modellen. Måten denne modellen er bygget opp på, innebærer en aggregering av all produksjon og alle magasiner. Fordi kraftsystemet er sammensatt av aktører med anleggsspesifikke begrensninger hva angår magasinkapasitet, produksjonskapasitet, miljøreguleringer og så videre, vil individuelle hensyn og handlinger kunne påvirke prisen. Full produksjon ved kraftverk med breddfulle magasiner, kan for eksempel føre til lavere pris selv om det finnes magasiner med ledig kapasitet innenfor samme prisområde. På samme måte kan varierende vannverdier gjøre det lønnsomt for enkelte kraftverk å pumpe, mens det på samme tid vil være optimalt å produsere ved et annet.

Antagelsen om eksogent gitt utenlandsk pris som ikke påvirkes av innenlandske handlinger kan vise seg å være for streng i forhold til realiteten. I tillegg skal det mye til for at ikke kapasitetsgrensen på overføringsforbindelsene i perioder der prisforskjellene mellom markedene er store i utgangspunktet. Eksempelet med negative priser i Danmark som ble beskrevet i avsnitt 2.2, viser at bildet er mer komplekst enn som så. I slike ekstreme situasjoner er det lite trolig at man unngår flaskehalser. Det må i hvert fall en enorm utbygging av overføringskapasitet til for at prisene skal kunne bli helt like. Et annet poeng er at den tyske prisen kanskje ville blitt enda lavere om ikke noe av overskuddskraften kunne eksporteres til Danmark, og den danske prisen ikke fullt så lav om det ikke hadde vært ekstraordinære begrensninger i overføringskapasiteten til Sverige. På denne måten påvirker også hjemmemarkedet prisen i utlandet. Likevel er det nordiske kraftmarkedet relativt lite og denne antagelsen er kanskje ikke den mest urealistiske, i hvert fall ikke gitt dagens situasjon.

4 Norge som Europas grønne batteri?

Det var daværende olje- og energiminister Åslaug Haga som i 2008 lanserte begrepet om Norge som «Europas batteri» i et innlegg som sto på trykk i Dagens Næringsliv (OED, 2008). Siden er dette begrepet brukt en rekke ganger i avisartikler, rapporter og foredrag. Norges magasinkapasitet brukes allerede i dag til lagring av energi, men de lærde strides om hvorvidt denne kapasiteten vil bli en større del av løsningen for fremtidens europeiske kraftsystem og om pumpekraft vil bli en del av dette bildet. Både tradisjonelle vannkraftverk og pumpekraftverk kjennetegnes ved store og langsiktige investeringer og forutsigbarhet spiller derfor en viktig rolle i eventuelle investeringsbeslutninger. Utviklingen i kraftprisen, konkurrerende teknologier og politisk vilje er avgjørende for hvorvidt Norge i fremtiden vil kunne fungere som et grønt batteri for Europa.

4.1 Driftsbeslutningen

Aktører som vurderer å investere i pumpekraftverk må i første omgang gjøre seg opp forventninger om hvorvidt driften vil bli lønnsom. Et pumpekraftverk er nettokonsumert av strøm og muligheten til å kjøpe billig og selge dyrt er derfor avgjørende for lønnsomheten. Med referanse til modellen i kapittel 3, er spørsmålet da hvorvidt vi vil se $(p_2/p_1) = \eta$. Jo flere timer med denne variasjonen som forventes i Norge i fremtiden, jo større er sannsynligheten for at det vil komme investeringer i pumpekraft.

4.1.1 Prisvolatilitet fra ikke-regulerbar kraft

Det nordiske kraftmarkedet

I fjor hadde norsk vind 512 MW møllekapasitet å leke seg og i løpet av det samme året produserte norske vindparker 1,3 TWh (NVE, 2011b). Selv om dette tilsvarer en økning på nesten 70 prosent fra året før, er det likevel langt bak regjeringens mål på 3 TWh innen utgangen av 2010 (OED, 1999). Til nå har usikre rammevilkår preget den norske vindkraftbransjen, men etter at elsertifikatmarkedet trådte i kraft 1. januar, vil utbyggingen skyte fart. 228 MW kapasitet er allerede under utbygging (vindkraft.no, 2011). Basert på en studie av hvilke muligheter landet har, anslås det at Norge i 2025 kan produsere 17 TWh vindkraft (Waagaard, Christophersen, & Slungård, 2008). Vindkraftutbyggingen her hjemme

vil trolig få en viss innvirkning på prisene, men vannkraftverkene fleksibilitet motvirker sannsynligvis de helt store variasjonene.

Ved det siste årsskiftet var det i Sverige installert vindkraftkapasitet på nesten 3000 MW (Svensk Vindenergi, 2012). Bare i løpet av fjoråret ble det bygget ut 754 MW, hele ni ganger mer enn i Norge. Noe av årsaken til det svenske forspranget er at de har hatt grønne sertifikater siden 2003. Retter vi blikket mot 2020, har den svenske Riksdagen lagt rammer for at produksjonen skal kunne komme opp i 30 TWh. Til sammenligning ligger dagens årsproduksjon omkring 6 TWh (Energimyndigheten, 2011). Statnett og Svenska Kraftnät samarbeider om utbyggingen av Sydvestlinken, en overføringsforbindelse mellom Norge og Sør-Sverige på 1400 MW (Statnett SF, 2011). Den siste delen er planlagt å stå ferdig innen 2020. I tillegg vurderes ytterligere forsterkninger lenger nord. I tillegg til allerede eksisterende forbindelser vil dette føre til likere priser i Norge og Sverige, men av samme grunn som i Norge kommer volatiliteten neppe til å bli like stor som vi har sett i for eksempel Tyskland.

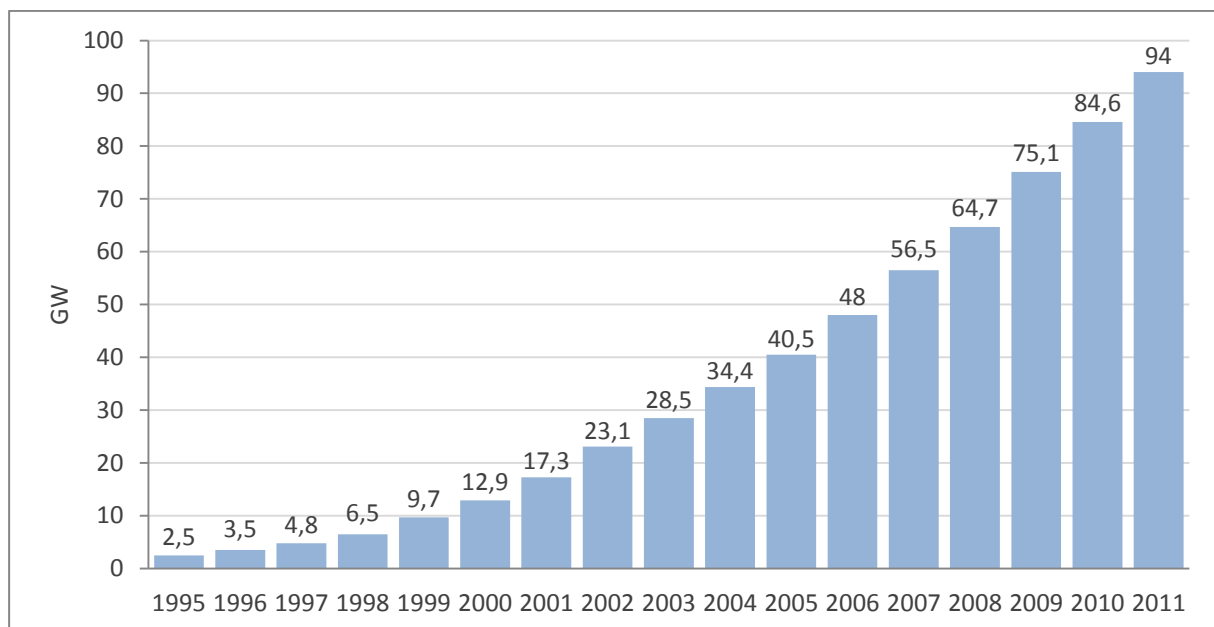
Ved utgangen av 2011 hadde Danmark 3871 MW installert vindkraftkapasitet, en økning på 178 MW fra året før. I 2013 åpner enda vindpark på ytterligere 400 MW (Kilma- og energiministeriet, 2011). Den danske regjeringen har gjennomført en rekke tiltak for å fremskynde vindkraftutbyggingen, blant annet ved å legge statlig eide områder ut på anbud til vindparker. Som overordnet mål skal Danmark øke sin fornybarandel i energiforbruket fra 17 prosent i 2008 til 30 prosent i 2020, hvorav det meste skal komme innen vindkraft. Norge har i dag en overføringskapasitet til Danmark på til sammen 1040 MW (Energinet.dk, 2012). Innen 2014 er denne planlagt økt med 700 MW. For å kompensere for utfasing av fossile kraftverk, peker danske myndigheter på kraftutveksling med Norge og Sverige som et tiltak for å bevare forsyningssikkerheten. På det årlige nordiske energiministtermøtet i 2010 ble det slått fast at TSOene skal samarbeide for et mer integrert nordisk kraftmarked (Statnett SF, 2011). I tillegg til dette samarbeidet, gir signaler fra den danske regjeringen og den allerede igangsatte utbyggingen, styrkede forventninger om at fremtidige prisvariasjoner i Danmark vil påvirke norske kraftpriser. Dette er godt nytt for pumpekrafttilhengerne, men Danmark er et lite land i den store sammenhengen.

Statnetts planer om nye forbindelser mellom de nordiske landene fremstår som relativt sikre slik at forventningene tilsier likere priser innen det nordiske kraftmarkedet. La oss si at modellens p_t representerer den nordiske systemprisen, og at denne vil ligge nærmere

områdeprisene i tiden som kommer. Selv om en inkluderer utviklingen i de andre nordiske markedene med tanke på prisvolatilitet, vil det trolig ikke være nok til å gi lønnsom drift. Forventningene tilsier altså at prisforskjellene ikke blir store nok i mange nok perioder. Dette vil si at $(p_2/p_1) < \eta$.

Utenlandske markeder

På kontinentet forventes vindkraftutbyggingen å bli langt større. Figur 13 viser utviklingen i installert vindkraftkapasitet i Europa de siste årene, med 93 959 MW i 2011. Dette representerer en økning på 11 prosent fra året før. Tyskland sto dette året for 31 prosent av installert kapasitet etterfulgt av Spania (23 prosent), Frankrike (6,8 prosent), Italia (6,7 prosent) og Storbritannia (6,5 prosent).



Figur 13 Installert vindkraftkapasitet i EU 1995-2011 (Kilde: (EWEA, 2012))

Av EU-land nærmest Norge, har for eksempel den nederlandske regjeringen fastsatt et mål om å øke vindkraftkapasiteten fra dagens 2328 MW til 6000 MW innen 2020 (Ministry of Economic Affairs, Agriculture and Innovation). I Storbritannia konkluderer en rapport fra regjeringens rådgivende komité på klimaendringer at målet om 13 000 MW vindkraftkapasitet til havs både er gjennomførbart og nødvendig for å nå det overordnede fornybarmålet (The Committee on Climate Change, 2010). Til sammenligning har Storbritannia i dag en installert kapasitet på 6540 MW (EWEA, 2012). Vindkraft sto for 6,2 prosent av det tyske elektrisitetskonsumet i 2010, klart størst av de fornybare energikildene. Ingen andre EU-land

har mer vindkraftkapasitet. På kort sikt er det planlagt 1800 MW ny kapasitet og ser man litt lenger frem i tid, har 24 havvindprosjekter på til sammen 7000 MW fått utbyggingslisens. (Global Wind Energy Council).

Som Figur 14 viser, gjør begrenset tilgang til fleksibel kraft at kraftprisen i Tyskland allerede i dag varierer langt mer enn i Norge.



Figur 14 Kraftpriser 26. mars 2012 (Kilde: NPS og EEX)

Mellom den billigste og den dyreste timen er det en forskjell på nesten 44 euro/MWh. Årsaken til dette er den store andelen kull- og kjernekraftverk som ikke har mulighet til å regulere effektuttaket på samme måte som norske vannkraftverk. Den store variasjonen mellom topp- og lavlasttimer gir økonomisk grunnlag for pumpekraftverkene i Tyskland da de kan operere på døgnbasis. Med en større andel vind- og solkraft er variasjonene ventet å øke mot 2020 og videre mot 2050. Utfasing av termiske kraftverk i alle landene som en konsekvens av utslippsmålene og beslutningen om å stenge alle tyske atomkraftverk etter Fukushima-ulykken begrenser videre muligheten til å kompensere for variasjoner i fornybarproduksjonen. Dette vil forsterke prisvolatiliteten ytterligere. Går vi tilbake til modellnotasjonen, tilsier forventningene at $(q_2/q_1) \geq \eta$. Det betyr at pumping er lønnsomt gitt utenlandske priser.

Utenlandsforbindelser

Så langt er konklusjonen at forventningene tilsier for liten variasjon i nordiske priser, mens den vil bli stor nok i markeder utenfor Norden med større innslag av vind- og solkraft og mindre tilgang på fleksibel kraft. Spørsmålet som da gjenstår, er hvorvidt vi vil få utenlandske priser i Norge, $p_t = q_t$. I modellen vil dette kun skje dersom overføringsforbindelsene til utlandet får så stor kapasitet at det ikke oppstår flaskehalser. Dette er en urealistisk situasjon, i hvert fall i periodene med pristopper og -bunner. Med flere kabler til utlandet vil norske priser likevel bli påvirket og dersom $(q_2/q_1) > \eta$, kan det fortsatt hende prisvariasjonen her blir stor nok, $(p_2/p_1) = \eta$. Uansett vil det være nødvendig å styrke forbindelsene til utlandet dersom det skal lønne seg å pumpe.

Ser vi bort fra en overføringslinje på 50 MW til Russland, er NorNed-kabelen på 700 MW til Nederland den eneste direkte overføringsforbindelsen Norge har til land utenfor det nordiske markedet. Statnetts konsesjonssøknad om bygging av NorNed2 ble i 2011 besluttet utsatt på ubestemt tid. Uten andre utvidelser, vil Nederlandske kraftprisvariasjoner trolig ha en mindre direkte effekt i Norge. Statnett og britiske National Grid planlegger en kabel på 1000 MW med idriftsettelsesdato 2018 eller 2021. Storbritannia ser denne kabelen som et middel for å begrense utfordringene tilknyttet økende vindkraftproduksjon, men britene diskuterer også andre løsninger da dette ikke er nok for å kompensere for stillestående vindmøller. En planlagt innføring av Smart Meters (tilsvarende AMS i Norge, se avsnitt 5.3) vil gjøre etterspørselssiden mer fleksibel. Dersom denne og andre løsninger kommer på plass raskt og viser seg å fungere godt, vil behovet for flere kabler til Norge reduseres og dermed svekke insentivene til pumpekraftutbygging.

Selv om enkelte statlig tilknyttede fagmiljøer i Tyskland ser utveksling med Norge og Sverige som den beste løsningen for å utnytte uregulerbare kraftkilder på en tilfredsstillende måte, er det ikke kommet klare signaler fra den tyske regjeringen på dette punktet. Statnett søkte i 2010 konsesjon om å bygge en kabel til Tyskland på 1000 MW (NORD.LINK). Kraftselskapene Lyse, Agder Energi og sveitsiske EGL samarbeidet om et lignende prosjekt (NorGer). Senere kom også Statnett inn på eiersiden her og de to prosjektene ble fortsatt utviklet separat (Statnett SF, 2010b). I fjor ble prosjektene imidlertid slått sammen, nedjustert i størrelse og anses i første omgang som alternativer (Statnett SF, 2011). En kabel til Tyskland utvikles parallelt med kabelprosjektet til England og vil stå ferdig i 2018 eller 2021. Hvilket

av de to som ferdigstilles først, avhenger av blant annet av innenlandske nettforsterkninger og avtaler med motpartslandet. På norsk side er Tysklandskabelen planlagt ført ut fra et område i nærheten av Tonstad kraftstasjon i Sirdal kommune. Det er i så fall dette området som blir mest påvirket av tyske prisvariasjoner og vil dermed være egnet til et pumpekraftverk. I 2007 søkte Sira-Kvina Kraftselskap konsesjon om en tilleggsinstallasjon med muligheter for pumping til nettopp Tonstad kraftverk (Sira-Kvina Kraftselskap, 2007). I 2011 besluttet de imidlertid å be NVE utsette konsesjonsbehandlingen i påvente av flere avklaringer (Sira-Kvina Kraftselskap, 2011). Manglende signaler fra både norske og tyske myndigheter i tillegg til Statnetts justerte strategi og utsettelse av kabelprosjektet kan skape usikkerhet og føre til at eventuelle pumpekraftinvestorer ønsker å avvende situasjonen.

I 2010 var planen å søke om konsesjon for NorNed 2 i løpet av året. Innen 2011 ble planene lagt på is inntil videre. I 2010 var to tysklands kabler under planlegging. Året etter var det kun en igjen og denne var i tillegg nedjustert og utsatt. Det samme skjedde med forbindelsen til Storbritannia. Årsaken var at nye analyser og erfaringer hadde gitt et nytt bilde på nødvendige forsterkninger i innenlandsnettet, markedsløsninger og krav til det andre markedet. Utfordringen er at kraftmarkedet utvikler seg kontinuerlig, slik at nye analyser hele tiden vil gi nye resultater. Det beste aktørene kan gjøre kan gjøre er å forholde seg til den siste analysen. Det relativt store avviket mellom Statnetts nettutviklingsplaner fra 2010 og 2011, styrker usikkerheten i forhold til når og i hvilken grad prisvariasjonene i utlandet vil påvirke Norge. Dette påvirker i neste omgang investeringsrisikoen tilknyttet pumpekraftverk i negativ forstand og svekker insentivene til utbygging. På en annen side, dersom aktørenes forventninger til økt vindkraftutbygging overgår Statnetts forventninger, kan det være at de tror på større utbygging av overføringsforbindelser etter hvert som behovet blir mer synlig.

4.1.2 Motvirkede effekter

Ikke alle land har de geografiske forholdene som skal til for pumpekraftutbygging. Derfor satses det stort på forskning og utvikling av andre teknologier som kan kompensere for et varierende krafttilbud. Nedenfor beskrives noen løsninger som muligens kan motvirke nødvendig prisvolatilitet og på denne måten gi pumpekraftverket konkurranse. Suksess på disse feltene, eller forventninger om suksess, vil svekke insentivene for å tilby norsk balansekraft til utlandet.

Compressed Air Energy Storage (CAES)

Komprimert luft er den teknologien som i dag ligger nærmest pumpekraftverk med tanke på modenhet og kostnadsnivå. Kort fortalt går den ut på å lagre komprimert luft i et reservoar (for eksempel en trykktank eller en underjordisk grotte) og på et senere tidspunkt kjøre luften gjennom en turbin som igjen driver en generator. Men, teknologien er kostbar fordi den komprimerte luften må varmes opp til flere hundre grader før den kan produsere elektrisitet. Lønnsomhet er avhengig av at det er kort tid mellom lagring og produksjon. Derfor benyttes komprimert luft først og fremst til døgnregulering. I tillegg vil selve utbyggingen medføre store investeringskostnader. Fordelen med CAES er at det, i motsetning til pumpekraftverk, finnes flere egnede lokasjoner i Europa. Installert CAES-kapasitet i Tyskland i dag er neglisjerbar i forhold til forventet behov, men saltgruver nord i landet utgjør et betydelig potensial (SRU, 2011). Høye investeringskostnader, lange nedskrivningsperioder og usikkerhet rundt både konkurranse og faktisk behov utgjør en betydelig risiko for alle teknologiene, også pumpekraft. Likevel mener tyske SRU at pumpekraft kan forsvares og bør prioriteres som lagringsteknologi da den allerede er utprøvd i flere år og innebærer lavere kostnader og energitap. Når det er sagt, inngår CAES i Europas fornybarplaner og norske investorer bør derfor følge nøye med fordi en eventuell satsing på denne teknologien kan begrense etterspørselen etter pumpekraft. Dersom Tyskland ikke får positive signaler fra norske myndigheter og kraftbransje, kan dette fremtvinge utbygging av komprimert luft som energilager selv om det anses som den nest beste løsningen.

Etterspørselsfleksibilitet

Avanserte målesystemer (AMS) gir husholdningene automatisk informasjon om priser og strømforbruk. Informasjonen sendes også til nettselskapene. Dette gir konsumentene et insentiv til å regulere forbruket etter strømprisen. Målet er å øke etterspørselsresponsen slik at en større andel av forbruket flyttes fra høy- til lavlastperioder. Dermed kan produsentene få økte muligheter til å eksportere i perioder med høye priser. Innen 2017 skal norske strømkunder ha tatt i bruk AMS (NVE, 2010). EU satser også stort på etterspørselsfleksibilitet. Resultatet kan bli lavere behov for importert norsk vannkraft. Lading av elektriske kjøretøy kan også bli et virkemiddel for å stabilisere variasjonen i tilbudet, men det er usikkert når og hvorvidt elbiler vil utgjøre en betydelig andel av den europeiske bilparken og hvilke ladingsmønstre vi vil se. Alle tiltak rettet mot etterspørselssiden, er i tillegg avhengig av innsats fra forbrukerne selv. Atferdsendring og sosial aksept er nødvendig

for at tiltakene skal ha ønsket effekt og dette vil sannsynligvis kreve massiv oppmuntring fra myndighetenes side (IPCC, 2012). Tiltak for å øke fleksibiliteten i etterspørselen etter elektrisitet er noe vi helt sikkert vil se mer av i fremtiden, men i hvilken grad det vil redusere behovet for pumpekraft og annen balansekraft, er vanskelig å vurdere.

Forskning og utvikling

Forskning og utvikling kan gi nye teknologier og løsninger som er konkurransedyktige i forhold til pumpekraft. Både i Norge, EU og i resten av verden står man stadig overfor fristelsen å utsette implementering av fornybare teknologier i påvente av mulige forbedringer. Per i dag er pumpekraft det billigste alternativet for klimavennlig lagring av energi i stor skala, men det er ikke sikkert at dette vil vedvare. Det kan tenkes at videre forskning en gang i fremtiden kan komme opp med mer kostnadseffektive løsninger innen lagringsteknologier som komprimert luft, svinghjul eller batterier. For land uten muligheter for pumpekraftutbygging kan forventninger til fremtidig teknologiutvikling bety at de ønsker å avvente utviklingen og utsette bygging av utenlandsforbindelser. Norske utbyggeres insentiver kan svekkes av samme grunn. Dersom forskningen skulle komme opp med et billigere alternativ, reduseres etterspørselen etter batteriegenskapene til pumpekraftverk. Selv om dagens utsikter ikke skulle tilsi en snarlig utkonkurrering av pumpekraft, er det en viss fare for at dette kan skje i løpet av den lange avskrivningsperioden investeringen innebærer. En annen faktor som kan få pumpekraftinvestorene til å avvente en eventuell utbygging, er utvikling innen selve pumpeteknologien. Selv om dette er det minst kostbare alternativet, er det likevel en stor investering som innebærer store irreversible kostnader. Mulige reduksjoner i investeringskostnader og høyere virkningsgrad som følge av videre forskning på feltet, kan i seg selv føre til at aktørene ikke vil bygge nå.

4.2 Investeringsbeslutningen

Selve kapitalkostnaden er et viktig element som ikke er tatt med i modellen i kapittel 3. Selv om fremtidig prisvolatilitet bestemmer hvorvidt et pumpekraftverk vil være lønnsomt å drifte fra periode til periode, er anlegget i seg selv en enorm investering. Eksempelvis vil det koste cirka 4,7 milliarder kroner å utstyre et eksisterende kraftverk med et pumpekraftverk med 1458 MW effekt (NVE, 2011a). Fordi avdrag på lån nødvendigvis må inkluderes i en lønnsomhetsberegning, må derfor prisforskjellen i realiteten være større enn $(q_2/q_1) = \eta$.

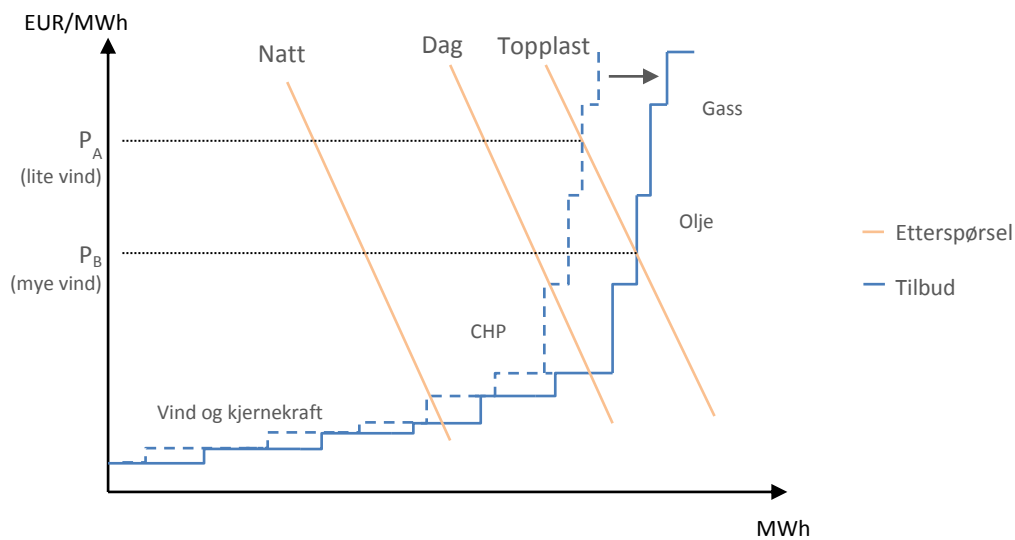
4.2.1 Kraftprisutvikling

Prisutviklingen er avgjørende for kontantstrømmen fra kraftproduksjon og vil derfor ha mye og si for hvorvidt en investering blir lønnsom. Fremtiden er som kjent usikker og som nevnt tidligere, er den beste løsningen å gjøre investeringsbeslutninger på grunnlag av forventninger til fremtidig kraftpris. På kort sikt er det først og fremst temperatur, prisen på brensler og CO₂-kvoter som er avgjørende for den nordiske kraftprisen. I en investeringsvurdering derimot, må man ha et lenger perspektiv.

De siste årene har olje- og kullprisene vært veldig høye, først og fremst på grunn av sterk økonomisk vekst i Kina. Likevel mener ekspertene at utviklingen på lengre sikt vil gi lavere priser. For norske kraftpriser er kullprisen spesielt viktig, da våre handelspartnere vil ha en stor andel kullkraft i elektrisitetsproduksjonen også de neste årene. Det er lite sannsynlig at det vil oppstå knapphet på kull i nærmeste fremtid, men for prisen vil også den økonomiske veksten, særlig i India og Kina, ha stor betydning (Econ Pöyry, 2008). Når det gjelder kvotemarkedet for CO₂, vil rammene for dette markedet være preget av usikkerhet inntil vi får en ny global klimaavtale på plass. Utbygging av fornybar produksjonskapasitet og lavere kraftetterspørsel vil føre til redusert produksjon ved forurensende kraftverk og dermed mindre etterspørsel etter utslippskvoter. Hvis dette skjer, vil prisen på CO₂ reduseres.

Fornybar kapasitetsøkning

Fordi elektrisitet er et nødvendig gode, er etterspørselen relativt uelastisk og kurven får derfor en bratt helning. Et resultat av dette er at selv små endringer i tilbudet kan gi store endringer i prisen. Figur 15 viser konseptet bak prissettingen i et kraftsystem. Tilbudskurven for kraft kalles også «merit order»-kurven. Den er konstruert slik at den starter med de billigste kraftkildene og ender med de dyreste slik at kraftverkene med lavest marginalkostnader utnyttes først. Marginalkostnaden til kraftverket som ligger i skjæringspunktet mellom tilbud og etterspørsel bestemmer prisen. Fordi vindkraft kjennetegnes ved lave marginalkostnader, kan de tilby strøm til en lavere pris og havner dermed på nederste del av kurven.



Figur 15 Effekt av vindkraft til forskjellige tider av døgnet (Kilde: (Pöyry, 2010))

Høyere vindkraftproduksjon, skifter tilbudskurven til høyre, som anvist i figuren. Avhengig av etterspørselastisiteten, fører dette til en lavere pris. Av figuren kan en også se at mye vind i en topplastperiode vil ha en større priseffekt enn i en lavlastperiode, da vindkraft i topplastperioden vil erstatte dyrere energikilder.

I tre av fire år siden 1970 har Norge vært nettoeksportør av kraft (Tennbakk, Jordfald, & Veland, 2010). I dag er utbyggingstakten innen ikke-regulerbar kraft i landene rundt Norge raskere enn utbyggingen av utenlandskabler. Sol- og vindkraft kjennetegnes ved svært lave marginalkostnader sammenlignet med andre kraftkilder. Uten økt tempo i kabelutbyggingen, kan Norge ende opp i en situasjon med lavere nettoeksport. Avhengig av produksjonsforholdene ved de planlagte vind- og solparkene, kan prisene hos våre handelspartnere bli så lave at Norge kan ende opp som nettoimportør. En konsekvens av dette vil i så fall være lavere gjennomsnittspriser innenlands og reduserte inntekter for norske kraftprodusenter. Resultatet svekker investeringsinsentivene. På en annen side, hvis Norge skulle ende opp som nettoimportør av kraft fra omkringliggende land med mye uregulerbar produksjon, kan innenlandske produsenter oppleve å få bedre betalt for kraften de faktisk eksporterer. Dersom vind og sol uteblir, presses prisene sannsynligvis mer opp jo større andel av installert kapasitet disse energikildene representerer.

Kraftbalansen

I tillegg til Enovas mål om 3 TWh vindkraftproduksjon i første omgang, vil grønne sertifikater og energieffektivisering kunne føre til et nordisk kraftoverskudd. Skjer dette vil kraftprisen falle. Aktørene oppdaterer stadig sine fremtidsanalyser, og dersom disse peker mot et forventet kraftoverskudd og lavere priser, vil det svekke insentivene til nye kraftinvesteringer. Det er enighet om at dersom alt annet er likt, vil vi få et kraftoverskudd i Norge som følge av utbyggingen i fornybarsektoren. Det som diskuteres er hvorvidt alt annet *vil* være likt og om en eventuell utvikling på andre områder vil motvirke kraftoverskuddet.

Analyser publisert for bare få år siden, konkluderte imidlertid med at Norge trolig ville få et kraftunderskudd. Dette viser at forventningene stadig endres. I dag ser vi en flatere vekst i forbruket og utviklingen i fornybarplaner og kjernekraftpolitikk i Finland og Sverige. Dette er hovedårsakene til at dagens rapporter anslår et kommende overskudd. Enkelte sterke røster i kraftbransjen hevder likevel at en rekke faktorer vil begrense et nordisk kraftoverskudd. De viktigste er listet nedenfor.

- Nedleggelse av kjernekraftverk

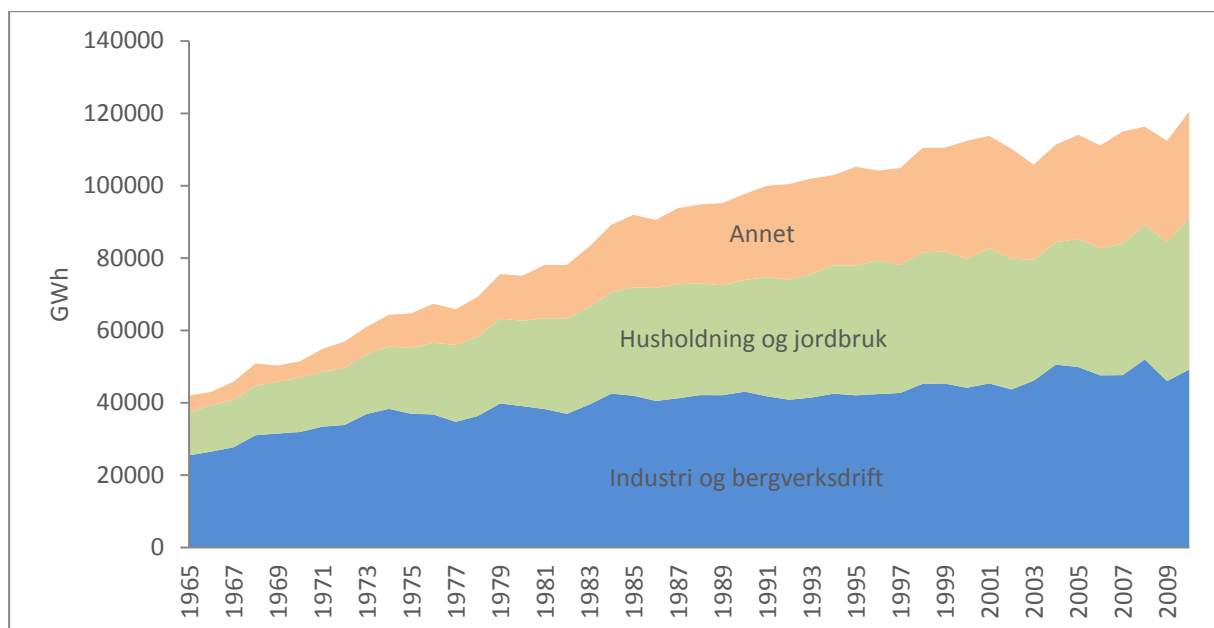
Finland er langt mer avhengig av kraftimport sammenlignet med de andre nordiske landene. Et nytt kjernekraftverk med 1600 MW kapasitet er under bygging og skal stå ferdig i 2014. For å gjøre landet enda mindre importavhengig, planlegges ytterligere to (Arbets- og næringsministeriet). I 2010 vedtok den svenske Riksdagen et forslag fra regjeringen om å tillate bygging av nye kjernekraftverk etter hvert som de gamle når forventet levealder og må legges ned. Det svenske miljødepartementet står fast ved at kjernekraften vil spille en viktig rolle for landets elektrisitetsproduksjon i lang tid fremover (Miljødepartementet, 2010). Sverige har i dag ti reaktorer og selv om dette antallet ikke økes, vil samme antall nye og moderne reaktorer gi høyere produksjon. I tillegg satser svenske myndigheter på vindkraft og bioenergi, støttet av sertifikatordningen (Tennbakk, Jordfald, & Veland, 2010). Vi har foreløpig ikke sett endringer i svensk kjernekraftpolitikk i etterkant av Fukushima-ulykken i 2011.

Olje- og energiminister Ola Borten Moe er blant dem som mener at gamle og ustabile kjernekraftverk kan motvirke et norsk kraftoverskudd (Olje- og energiminister Ola Borten Moe, 2012). Signaler fra finske og svenske myndigheter tyder imidlertid på at stengte

reaktorer vil bli erstattet, men fordi nye kjernekraftverk tar mange år å bygge, kan det likevel oppstå perioder med høyere etterspørsel etter norsk kraft fra våre naboland. På en annen side er norske kraftinvestorer avhengige av en viss forutsigbarhet og det er tvilsomt om høyere priser som følge av et mulig bortfall av kjernekraft i en begrenset periode vil gi dem det.

- Etterspørselsøkning

Tre faktorer danner hovedgrunnlaget for utviklingen av norsk elektrisitetsforbruk. Som for de fleste andre varer og tjenester er økonomisk vekst en åpenbar determinant også for etterspørselen etter elektrisitet. Som vist i Figur 16 står industrien for mesteparten av kraftforbruket og aktivitetsnivået i denne sektoren er derfor den andre avgjørende faktoren for etterspørselsutviklingen. Den siste faktoren, temperatur, er spesielt viktig for kraftprisen i Norge. Årsaken til dette er at elektrisitet er en svært vanlig oppvarmingskilde, mer enn i andre land som i større grad benytter for eksempel gass og olje. Økningen i forbruket mellom 2009 og 2010 skyldtes i hovedsak en kaldere vinter, men bortsett fra det, har etterspørselen stabilisert seg noe de siste årene.



Figur 16 Årlig elektrisitetsforbruk i Norge (Kilde: SSB)

Varmere klima, høyere priser, bruk av varmepumper og energieffektivisering av bygninger er hovedårsakene til at etterspørselsveksten til husholdningene har flatet ut siden 1996 (Magnussen, Spilde, & Killingland, 2012). En analyse tilsier en økning i elektrisitetsforbruket i Norge på 7 TWh innen 2020 (Tennbakk, Jordfald, & Veland, 2010). Den svakt stigende

trenden vi har sett de siste årene vil i så fall fortsette og i liten grad bidra til å begrense et eventuelt kraftoverskudd. Likevel er det en rekke faktorer som trekker i hver sin retning og dette gjør utviklingen vanskelig å predikere. Hvilken retning kraftprisene i Norge kommer til å ta, vil ha stor betydning. Kravet til kundene om å kjøpe elsertifikater vil for eksempel bidra til høyere priser for sluttforbrukerne. Nye byggeforskrifter og energieffektivisering vil redusere forbruket, mens flere husholdninger og utvidet bruk av varmepumper og elektrisk transport vil øke det.

Når gjelder kraftintensiv industri er det sluttproduktprisene på verdensmarkedet og kraftprisen som på kort sikt bestemmer aktivitetsnivået. Høyere energipriser de siste årene har trolig bidratt til flere nedleggelser i norsk industri og større fokus på energieffektivisering. På lengre sikt er det forventningene til disse to faktorene og industriens rammebetingelser, sett i forhold til sammenlignbare land, som er avgjørende for investeringsbeslutninger, lokalisering og aktivitetsnivået i Norge. Dersom industrien forventer et kraftoverskudd slik at prisene blir lavere, øker det sannsynligheten både for at eksisterende anlegg forblir i Norge og for nye investeringer. Dette vil i så fall motvirke et kraftoverskudd, men som sagt gjøres investeringsbeslutninger også på grunnlag av forventninger til andre deler av økonomien. Økonomiske nedgangstider i norske industribedrifters eksportmarkeder kan føre til at de likevel velger å legge ned eller å flytte produksjonen utenlands.

I fremtiden kan vi også se en etterspørselsøkning fra olje- og gassindustrien. Norsk petroleumssektor står for rundt en fjerdedel av våre totale klimagassutslipp. Mesteparten skjer under produksjon (NVE; OD; Ptil; SFT, 2008). I dag forsynes de fleste feltene med nødvendig kraft fra gassturbiner. Hadde disse blitt erstattet med fornybar kraft fra land, ville det redusert CO₂-utslippene med 9,4 millioner tonn per år (Miljøverndepartementet, 2006). Dette målet er neppe realistisk, men det viser tydelig hvorfor man i enkelte kretser er sterke pådrivere for elektrifisering av sokkelen. I tillegg til forventet økning i kraftetterspørselen i sektoren utover dette, vil slike tiltak i så fall begrense overskuddet av kraft. Mens gassforbruket har vært mer eller mindre stabilt, har elektrisitetsforsyningen til norsk sokkel økt betraktelig de siste årene. Den største etterspørselsøkningen er forventet å komme de neste fem årene for så å avta noe. Petroleumsindustrien er den eneste sektoren hvor det hersker bred enighet om at forbruket vil øke de nærmeste årene. Denne økningen vil bare stå for 5-7 prosent av totalt elektrisitetsforbruk i Norge, men hvorvidt vi vil se utbredt elektrifisering av sokkelen vil ha mye å si.

- Billigere strøm

Hvis tiltakene over ikke gjennomføres og Norge ender opp med et kraftoverskudd, vil lavere priser være en direkte konsekvens. Fra et politisk synspunkt kan dette være et mål i seg selv. Olje- og energiminister Ola Borten Moe har gitt uttrykk for at han ikke vil akseptere store svingninger i kraftprisen over kort tid. På et frokostmøte i regi av tenketanken Civita 10. februar i år påpekte han regjeringens og Stortingets ansvar for å ivareta balanse og sikkerhet i markedet slik at man unngår svært høye kraftpriser. Olje- og energiministeren er en av de mektigste aktørene i bransjen og hans oppgave er å ivareta alles interesser. Blant dem inngår også konsumentene, enten det er industrien eller vanlige forbrukere. Slik sett kan kapasitetsutvidelser og lavere kraftpris være et mål i seg selv. Problemet er at ved å bygge ut mer kapasitet økes ikke bare tilbudet i kritiske perioder, men over hele året. Det vil si at prisreduksjonen heller ikke begrenses til disse timene alene. Selvfølgelig er det mulig å bestemme at visse kraftverk kun skal stilles tilgjengelig for slike perioder, såkalte toppreserver, men den nye kapasiteten som bygges nå er ikke spesifikt tiltenkt en slik funksjon. Et annet poeng er at løfter om billigere strøm trekker velgere. Borten Moe har likevel forsikret om at prisene vil holdes på et nivå som sikrer investorene gode inntekter. Nå er det nå en gang slik at prisen settes i markedet og selv om regjeringen legger visse føringer, er det lite som kan forsikres når det kommer til stykket.

4.2.2 Politiske virkemidler

I sin konsesjonssøknad legger Sira-Kvina til grunn en avskrivningsperiode på 30 år (Sira-Kvina Kraftselskap, 2007). Da sier det seg selv at store investeringer basert på forventninger om så mange år frem i tid innebærer en stor risiko. Støtteordninger og andre virkemidler for å sikre lønnsomheten til pumpekraftverkene vil derfor øke insentivene til utbygging betraktelig.

Fra Lov om elsertifikater, punkt 6.1.1 Produksjonsanlegg som kvalifiserer til elsertifikater, heter det:

«Energigjenvinning defineres derimot ikke som fornybart, og vil ikke kvalifisere for rett til elsertifikater. Pumpekraftverk som ikke fører til økt produksjon av fornybar elektrisk energi vil ikke kvalifisere for rett til elsertifikater. Forbruket som medgår til pumpekraft er på den annen side ikke elavgiftspliktig, og vil følgelig heller ikke være elsertifikatpliktig.» (OED, 2011b).

Dette betyr at dersom det i tilknytning til et tradisjonelt vannkraftverk er ønskelig å installere pumpeturbiner, må det også dokumenteres økt netto produksjon (MWh) for å kvalifisere for elsertifikater. En pumpe som bygges som en tilleggsinstallasjon til et eksisterende vannkraftverk, vil altså ikke hjelpes av ordningen fordi pumpekraftverket er nettokonsument av kraft, og total energiproduksjon derfor går ned. Markedet for elsertifikater gir insentiver til å bygge ut mer fornybar energi i Norge, herunder vindkraft. Det er altså ikke bare i andre europeiske land at behovet for mer fleksibel kraft og effektkapasitet (MW) vil melde seg de kommende årene, og aktører har derfor vært kritiske til hvordan systemet er lagt opp. E-CO Energi drifter pumpekraftverket ved Aurland III og har enda ett på tegnebrettet. I sin høringsuttalelse til Olje- og energidepartementet om denne loven skriver de at insentivene til å investere i effektkraftverk og pumpekraftverk heller svekkes enn styrkes av elsertifikatsystemet (E-CO Energi AS, 2011). 1. januar 2012 trådte likevel loven i kraft uten videre endringer for å støtte pumpekraftutbygging.

I dag er det Statnett som eier og drifter alle overføringsforbindelser til utlandet. Det er også de som derfor mottar flaskehalsinntekten. Dersom kraftprodusentene hadde fått disposisjonsrett over deler av denne kapasiteten, kunne de fått direkte adgang til de utenlandske markedene og utnyttet høyere prisvolatilitet. Dette ville i så fall økt insentivene til å investere i pumpekraftverk (Adapt Consulting, 2010). Også nye regulerkraftprodukter muliggjør økt lønnsomhet til pumpekraftverkene. Disse kan, som nevnt tidligere, relativt raskt og kostnadsfritt gå fra pumping til produksjon. Ved å betale pumpekraftverkene for å stille denne reguleringsmuligheten til rådighet, kan nettselskapene benytte dem til å oppnå balanse i nettet. Da Sira-Kvina Kraftselskap søkte om konsesjon til Tonstad pumpekraftverk gjorde Statnett en konsekvensutredning som viste færre flaskehalser ved import- og eksportsituasjoner og noe lavere overføringstap i sentralnettet. (Sira-Kvina Kraftselskap, 2007). Trolig vil også andre prosjekter kunne tilpasses til å gi lignende fordeler for nettet i flere områder. Så er spørsmålet om denne effekten verdsettes så mye at politikerne vil gjennomføre tiltak for å støtte en utvikling for norsk pumpekraftutbygging.

5 Konklusjon

EUs fornybardirektiv er et resultat av klimaendringer, redusert tilgang på fossile brensler og etterspørselsøkning. Direktivet tvinger frem økt bruk av blant annet ikke-regulerbare energikilder til kraftproduksjon. De kommende årene vil økt innslag av vind- og solkraft gi mer volatile priser og det vil bli behov for mer balansekraft. Dette vet vi. Vi vet også at, gitt en rekke forutsetninger, vil et pumpekraftverk kunne møte slike behov, gi bedre utnyttelse av vannet og bedre kraftbalansen. Problemet er at vi ikke vet hvorvidt disse forutsetningene blir oppfylt. Hvor stor andel av elektrisitetskonsumet som vil komme fra ikke-regulerbare kilder, tidspunkt for utfasing av termiske kraftverk, effekt av etterspørselsfleksibilitet og andre lagringsmuligheter, vil være avgjørende for prisvolatiliteten i utlandet. Kapasiteten på overføringsforbindelser er igjen avgjørende for i hvilken grad norske priser vil bli påvirket. Jo større den ikke-regulerbare kraftproduksjonen i utlandet blir uten andre prisstabiliserende tiltak, jo større blir prisvariasjonene der. Mer kabelkapasitet til disse markedene vil føre til at prisene her hjemme ligner mer på prisbildet ute, og da vil sannsynligheten for lønnsomme pumpekraftinvesteringer være større. Dette kan utnyttes til å øke verdien av den norske vannkraften. Mer kan importeres i lavprisperioder, mens mer tilgjengelig vann gir større muligheter til eksport i høyprisperioder. En kan også se for seg at storstilt pumpekraftutbygging kan motvirke prisfall i lavlastperioder fordi selve pumpingen innebærer en etterspørselsøkning. På samme måte kan bedret hydrologisk balanse som følge av pumpet vann, føre til lavere priser i høylastperioder. Effekten av dette vil i så fall være mer stabile priser gjennom året. Hvorvidt pumpekraft får en prisstabiliserende effekt, er avhengig av størrelsen på overføringsforbindelsene til utlandet og prisforskjellene her hjemme.

Hadde man kunnet planlegge på bakgrunn av en sikker fremtid ville ikke diskusjonen rundt Norge som Europas grønne batteri vært slik vi opplever den i dag. Enten ville planleggingen eller utbyggingen vært godt i gang – fordi man visste det kom til å lønne seg, eller så ville vi ikke hatt noen diskusjon i det hele tatt fordi man med sikkerhet kunne si at det ikke blir lønnsomt. Nesten alle dagens pumpekraftverk ble bygget før kraftmarkedet ble deregulert i 1990 og man sto den gangen ikke overfor den samme usikkerheten rundt priser. Kraftselskapene hadde en leveringsplikt til sine respektive områder og enkelte steder var pumpekraftverk en løsning for å ivareta denne. Prisen kunne justeres der det var nødvendig for å gi lønnsomhet til investeringen. I dag må aktørene planlegge på grunnlag av forventninger til fremtidig kraftpris. Disse dannes på grunnlag av forventninger til en rekke

usikre faktorer som igjen er avhengig av enda flere usikre faktorer som påvirkes av disse første faktorene og så videre og så videre. Er den totale usikkerheten rundt en investering for stor, blir den heller ikke gjennomført.

Selv om Tyskland har satt et mål på hundre prosent fornybarandel i elektrisitetsforbruket innen 2050, er det ikke dermed sagt at dette blir realisert. Det samme gjelder selvfølgelig for de øvrige EU-landene og denne usikkerheten overføres til fremtidige kraftpriser på kontinentet. Prisvariasjon og forskjeller mellom Norge og nabomarkeder er avgjørende for lønnsomme kabelprosjekter og begge deler er viktig for Norges fremtid som Europas grønne batteri. Potensielle utbyggere her hjemme kan gjøre seg opp forventninger om fremtiden, men kan samtidig ikke gjøre annet enn å forholde seg til dagens lave prisvolatilitet i Norge. Fremtiden er usikker og risikoen er stor. At Sira-Kvina Kraftselskap i fjor valgte å be NVE utsette behandlingen av pumpekraftverket ved Tonstad, er et tydelig bevis på nettopp det.

Litteraturliste

- Adapt Consulting. (2010). *Kraftutveksling: En gjennomgang av kraftutvekslingsprosjekter fra Agder i et samfunns- og privatøkonomisk perspektiv*. Vest-Agder fylkeskommune.
- Arbets- och näringsministeriet. (u.d.). *Nuclear Energy in Finland*. Hentet fra Finish Ministry of Employment and the Economy: <http://www.tem.fi/index.phtml?l=en&s=186>
- BMU. (2010). *Energy Concept for an Environmentally Sound, Reliable and Affordable Energy Supply*. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety).
- Deutsche Bank Research. (2010). *Hydropower in Europe*. Frankfurt: Deutsche Bank Research.
- E-CO Energi AS. (2011, januar 31). *Utkast til lov om elsertifikater - høringsuttalelse fra E-CO Energi AS*. Hentet fra Olje- og energidepartementet: http://www.regjeringen.no/pages/15263764/E-CO_Energi_AS.pdf
- Econ Pöyry. (2008). *Prognose for kraftprisen i Norge (Notat 2008-031)*. Oslo: Econ Pöyry AS.
- Energimyndigheten. (2011, februar 26). *Planeringsram för år 2020*. Hentet fra Energimyndigheten: <http://energimyndigheten.se/sv/Om-oss/Var-verksamhet/Framjande-av-vindkraft1/Mal-och-forutsattningar/Nytt-planeringsmal-for-2020/>
- Energinet.dk. (2012, april 10). *Elforbindelser til udlandet*. Hentet fra Energinet.dk: <http://energinet.dk/DA/ANLAEG-OG-PROJEKTER/Generelt-om-elanlaeg/Sider/Elforbindelser-til-udlandet.aspx>
- EREC. (2011). *EU Roadmap: Mapping Renewable Energy Pathways towards 2020*. Brussels: European Renewable Energy Council.
- European Parliament and the Council of the EU. (2009). *DIRECTIVE 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC*. The European Union.
- EWEA. (2012). *Wind in power: 2011 European statistics*. The European Wind Energy Association.
- First Hydro Company. (u.d.). *Dinorwig Power Station*. Hentet fra First Hydro Company: <http://www.fhc.co.uk/dinorwig.htm>

- Førsund, F. R. (2007). *Hydropower Economics*. New York: Springer Science+Business Media, LLC.
- Global Wind Energy Council. (u.d.). *Regions: Germany*. Hentet fra Global Wind Energy Council: <http://www.gwec.net/index.php?id=129>
- IEA. (2011). *World Energy Outlook 2011*. International Energy Agency.
- IPCC. (2010). *Understanding Climate Change: 22 years of IPCC assessment*. Hentet fra Intergovernmental Panel on Climate Change: http://www.ipcc.ch/pdf/press/ipcc_leaflets_2010/ipcc-brochure_understanding.pdf
- IPCC. (2012). *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge and New York: Cambridge University Press.
- Kilma- og energiministeriet. (2011). *Energipolitisk redegørelse 2011: Klima- og energiministerens redegørelse til Folketinget om energipolitikken*. Hentet fra Energistyrelsen: <http://www.ens.dk/da-DK/Politik/Dansk-klima-og-energi-politik/Documents/Energipolitisk%20Redeg%C3%B8relse%202011.pdf>
- Magnussen, I. H., Spilde, D., & Killingland, M. (2012). *Energy Consumption: Energy consumption in mainland Norway (Report no. 9/2011)*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Miljödepartementet. (2010). *Regeringens proposition 2009/10:172: Kärnkraften - förutsättningar för generationsskifte*. Hentet fra Regeringen: <http://www.regeringen.se/content/1/c6/14/23/59/12af3725.pdf>
- Miljøverndepartementet. (2006). *Et klimavennlig Norge: Elektrifisering av sokkelen (NOU 2006: 18)*. Hentet fra Miljøverndepartementet: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/dok/nou-er/2006/nou-2006-18/7/7/2.html?id=392424>
- Ministry of Economic Affairs, Agriculture and Innovation. (u.d.). *Sustainable energy*. Hentet fra Government of the Netherlands: <http://www.government.nl/issues/energy/sustainable-energy>
- NPS. (2011, desember 20). *UMM 49919*. Hentet fra Nord Pool Spot: http://umm.nordpoolspot.com/web/umm_details.cgi?u_id=49919&umm_type=1&nomonitor=1
- NPS. (2012, januar 7). *UMM 50332*. Hentet fra Nord Pool Spot: http://umm.nordpoolspot.com/web/umm_details.cgi?u_id=50332&umm_type=1&nomonitor=1
- NVE. (2010). *Nettselskapenes planer for AMS*. Hentet fra Norges vassdrags- og energidirektorat: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Sluttbrukermarkedet/AMS/>

- NVE. (2011a). *Pumpekraft i Noreg: Kostnader og utsikter til potensial*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- NVE. (2011b). *Vindkraft - Produksjonsstatistikk - 2011*. Norges vassdrags- og energidirektorat.
- NVE; OD; Ptil; SFT. (2008). *Kraft fra land til norsk sokkel*. Oljedirektoratet, Norges vassdrags- og energidirektorat, Petroleumstilsynet, Statens forurensningstilsyn.
- OED. (1999). *Om energipolitikken (Stortingsmelding nr. 29 (1998-99))*. Hentet fra Olje- og energidepartementet:
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/stmeld/19981999/Stmeld-nr-29-1998-99-/1.html?id=192288>
- OED. (2008). *"Europas Batteri" (Ministrenes taler og artikler)*. Hentet fra Olje- og energidepartementet:
http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/aktuelt/taler_artikler/minister/olje--og-energiminister-aslaug-haga/2008-2-2/europas-batteri.html?id=513735
- OED. (2011a). *Fornybardirektivet en del av EØS-avtalen (Pressemelding nr.: 110/11)*. Hentet fra Olje- og energidepartementet: <http://www.regjeringen.no>
- OED. (2011b). *Lov om elsertifikater: 6.1.1 Produksjonsanlegg som kvalifiserer for elsertifikater (Prop. 101 L (2010-2011))*. Hentet fra Olje- og energidepartementet:
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpunl/prop/2010-2011/prop-101-l-2010-2022/6/1.html?id=641955>
- Olje- og energiminister Ola Borten Moe. (2012, februar 10). Frokostmøte i regi av Civita. Oslo.
- Pöyry. (2010). *Wind Energy and Electricity Prices: Exploring the 'merit order effect'*. European Wind Energy Association.
- Sira-Kvina Kraftselskap. (2007). *Konsesjonssøknad: Tilleggsinstallasjon i Tonstad kraftverk med mulighet for pumping*. Hentet fra Sira-Kvina Kraftselskap:
<http://www.sirakvina.no/Global/Konsesjonssøknad%20Tonstad%20pumpe%20endelig%20050907.pdf>
- Sira-Kvina Kraftselskap. (2011). *Pressemelding: Ber NVE utsette konsesjonsbehandling*. Hentet fra Sira-Kvina Kraftselskap: <http://www.sirakvina.no/Om-Sira-Kvina/Nyheter/2011/Pressemelding-Ber-NVE-utsette-konsesjonsbehandling/>
- SRU. (2011). *Pathways towards a 100% renewable electricity system*. Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen (German Advisory Council on the Environment).
- Statnett SF. (2010a). *Nye utenlandsforbindelser og lønnsomhet ved effektutvidelser og pumpekraft*. Statnett SF.

- Statnett SF. (2010b). *Nettutviklingsplan 2010: Nasjonal plan for neste generasjon kraftnett*. Oslo: Statnett SF.
- Statnett SF. (2011). *Nettutviklingsplan 2011*. Oslo: Statnett SF.
- Svensk Vindenergi. (2012, februar 15). *Nya rekord för vindkraften under 2012*. Hentet fra Svensk Vindenergi: <http://www.vindkraftsbranschen.se/blog/pressmeddelanden/nya-rekord-for-vindkraften-under-2012/>
- Tennbakk, B., Jordfald, B., & Veland, G. (2010). *Kraft og kabler: Foredling og fordeling*. Oslo: Fafo.
- The Committee on Climate Change. (2010). *Building a low-carbon economy - the UK's innovation challenge*. London: The Committee on Climate Change.
- Troy, N., Denny, E., & O'Malley, M. (2011). Base-load cycling on a system with significant wind penetration. *Munich Personal RePEc Archive*.
- UNFCCC. (u.d.). *Kyoto Protocol*. Hentet fra United Nations Framework Convention on Climate Change: http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php
- vindkraft.no. (2011, november 15). *Vind i Norge*. Hentet fra vindkraft.no: <http://www.vindkraft.no/vind-i-norge.aspx>
- Waagaard, I. H., Christophersen, E. B., & Slungård, I. (2008). *Mulighetsstudie for landbasert vindkraft 2015 og 2025, NVE-rapport 18/2008*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.